

UN SIGLO DE LUZ

HISTORIA EMPRESARIAL
DE IBERDROLA

UN SIGLO DE LUZ

HISTORIA EMPRESARIAL DE IBERDROLA

UN SIGLO DE LUZ

HISTORIA EMPRESARIAL DE IBERDROLA

DIRECTOR

Gonzalo Anes



DIRECCIÓN DE LA OBRA

DIRECTOR

Gonzalo Anes y Álvarez de Castrillón

DIRECTORES ACADÉMICOS

Carles Sudrià i Triay

Antonio Gómez Mendoza

COORDINADORA

Elena San Román López

El Consejo de Administración de Iberdrola desea dejar expresa constancia de su agradecimiento al equipo director y coordinadora, así como a los profesores Francesca Antolín, Anna María Aubanell, Pablo Díaz Morlán, Josean Garrués, Juan Carlos Jiménez, Jordi Maluquer de Motes, Javier Pueyo, Pedro Rivero, Luciano Segreto, Pedro Tedde y Jesús María Valdaliso, junto a todos los demás colaboradores que han intervenido en la redacción de esta obra, por su estimable dedicación y cuidadoso estudio que han hecho posible su realización.

| | | |
|---|---|-----|
| Presentación | IÑIGO DE ORIOL YBARRA | 8 |
| Prólogo | GONZALO ANES | 10 |
| I · INTRODUCCIÓN | | |
| 1 | Ciento veinte años de electricidad. Dos mundos diferentes y parecidos LUCIANO SEGRETO | 17 |
| 2 | Panorama eléctrico español hasta 1944 JORDI MALUQUER DE MOTES | 53 |
| II · DISEÑO Y DESARROLLO DE UN GRAN PROYECTO EMPRESARIAL, 1901-1944 | | |
| 3 | Los orígenes de Hidroeléctrica Ibérica, Hidroeléctrica Española y Saltos del Duero JESÚS MARÍA VALDALISO | 97 |
| 4 | Hidroeléctrica Ibérica (1901-1944) FRANCESCA ANTOLÍN | 131 |
| 5 | Hidroeléctrica Española (1907-1936) PEDRO TEDDE Y ANNA MARÍA AUBANELL | 193 |
| 6 | Los Saltos del Duero (1918-1944) PABLO DÍAZ MORLÁN | 279 |
| 7 | Hidroeléctrica Española: los difíciles años de la Guerra Civil ELENA SAN ROMÁN LÓPEZ | 325 |
| III · REGULACIÓN ESTATAL Y CULMINACIÓN DEL MODELO HIDROELÉCTRICO, 1944-1973 | | |
| 8 | La regulación económica de la industria eléctrica, 1939-1973 JAVIER PUEYO | 349 |
| 9 | Iberduero, 1944-1973: La consolidación de un gran proyecto empresarial CARLES SUDRIÀ | 383 |
| 10 | Hidroeléctrica Española en los años 1940-1973 ANTONIO GÓMEZ MENDOZA | 421 |
| IV · CRISIS ENERGÉTICA Y ECONÓMICA Y ADAPTACIÓN EMPRESARIAL, 1973-1991 | | |
| 11 | El sector eléctrico español de la crisis al ajuste JUAN CARLOS JIMÉNEZ | 463 |
| 12 | Las estrategias productivas, financieras e institucionales de Iberduero JOSEAN GARRUÉS | 497 |
| 13 | Las estrategias productivas, financieras e institucionales de Hidrola JOSEAN GARRUÉS | 577 |
| V · EL PRESENTE Y EL FUTURO, 1991-2006 | | |
| 14 | Marco regulatorio desde la LOSEN hasta el presente PEDRO RIVERO | 663 |
| 15 | Historia de la empresa desde 1991 hasta 2001 JOSÉ ANTONIO GARRIDO Y JAVIER HERRERO | 697 |
| 16 | El plan estratégico de Iberdrola (hasta 2006) JOSÉ LUIS DEL VALLE | 733 |
| EPÍLOGO | JOSÉ IGNACIO SÁNCHEZ GALÁN | 755 |

P R E S E N T A C I Ó N

En el año 2001, y con motivo del centenario de Iberdrola, salió a la luz una publicación, en dos volúmenes, que lleva como título *Cien años de historia de Iberdrola*, en la que se relata con detalle la trayectoria «interna» de la empresa en el campo social, tecnológico, cultural y en el estrictamente empresarial. En sus páginas se ve reflejada la historia de Iberdrola contada por sus protagonistas; una visión en la que se ofrecen al lector datos y observaciones del mayor interés relacionados con el largo proceso de desarrollo de una empresa que ha desempeñado un papel decisivo en la vida económica y social de España.

Era evidente, sin embargo, que la base informativa, en muchos sentidos única e insustituible, que se ofrece en la citada obra, estaba necesitada de una visión complementaria que situara la trayectoria de Iberdrola en el contexto histórico en el que se ha desarrollado en esos fecundos cien años de vida. Así lo consideró el Consejo de Administración cuando decidió, en la planificación general de las publicaciones del centenario, que esos dos volúmenes primeros irían seguidos de esta publicación que ahora estamos presentando, realizada por expertos del mundo académico; una publicación que nos ofrece una mirada ajena y objetiva, rigurosa, una historia contextualizada de esa centenaria aventura empresarial que hoy se llama Iberdrola. Para su realización se han puesto a la disposición de los investigadores todos los archivos de los que disponía la empresa; un equipo dirigido por Gonzalo Anes ha desarrollado su trabajo con total libertad durante los cuatro años que ha durado la investigación, cuyos brillantes resultados se pueden apreciar en los dieciséis capítulos de este libro. Quiero agradecer aquí al profesor Anes y a todo su equipo colaborador la profesionalidad y el rigor con el que han realizado su labor.

El mundo de nuestros días discurre más deprisa que nunca en la historia de la humanidad, tanto en el desarrollo de los grandes acontecimientos como en el de las personas y las instituciones. Es eso lo que ha ocurrido en el caso de nuestro país, y en el más concreto de Iberdrola, en los últimos cinco años, algo que aconsejaba traspasar la fecha del centenario (2001) y extender el período de estudio hasta el año 2005. El lector podrá comprobar lo justificado de tal decisión por la trascendencia de lo ocurrido en este último lustro.

Confiamos en que esta obra se convierta en una referencia imprescindible tanto para el mundo académico como para el mundo empresarial; para todo aquel, en definitiva, que trate de profundizar en la historia de la empresa del último siglo en España. En cien años largos de una empresa se acumulan y se ordenan una multitud de nombres, trabajos e ilusiones que reflejan y representan un testimonio excepcional para conocer las claves de la evolución económica y social de nuestro país, y ello desde el interior mismo de los procesos y las decisiones empresariales.

Escribo estas líneas como presidente de Iberdrola en un momento de cambio en nuestra empresa, cuando pronto dejaré el testigo en otras manos más jóvenes, tan llenas de entusiasmo y entrega como lo han estado las que han ido guiando la Sociedad desde su creación en 1901. No puedo dejar de pensar lo provechosas que pueden ser para las nuevas generaciones las experiencias y enseñanzas que se pueden descubrir en esta obra, ciertamente académica pero muy pegada a la realidad empresarial del país. El porvenir siempre está por llegar, está ahí, a la vuelta de la esquina o más lejos, hasta donde queramos elevar nuestra mirada. En este momento, tan especial para mí, tengo la confianza y la tranquilidad que tiene y transmite hoy la solidez y la vitalidad de nuestra empresa, y eso me permite imaginar un porvenir prometedor y abierto, un futuro brillante fruto de los sueños y los trabajos de mucha gente. Este libro es para mí, y para muchos de los que formamos parte de esta empresa, la referencia cierta de lo que somos y de lo que podemos ser. Y no podemos olvidar que somos lo que recordamos, lo que explicamos con exactitud, y eso siempre nos ayudará a encontrar nuestro lugar en un mundo cada vez más complejo y competitivo, pero en el que los valores que hicieron posible el desarrollo de Iberdrola seguirán estando siempre vigentes.

Iñigo de Oriol Ybarra

PRESIDENTE DE IBERDROLA

PRÓLOGO

Desde 1890, en Europa se produjeron cambios en la industria, y en la economía en su conjunto, equiparables en amplitud y consecuencias a los que había originado la aplicación de la máquina de vapor en la industria. Tres innovaciones: la electricidad, el motor de combustión interna y las numerosas aplicaciones de la química moderna dieron nuevas posibilidades al desarrollo de la industria y permitieron la redistribución territorial de la actividad económica. La energía eléctrica eliminó lo que, hasta entonces, habían sido las desventajas comparadas de toda región alejada de las cuencas carboníferas o de los puertos por los que se accedía a la hulla importada. Esta energía secundaria, obtenida de un motor primario, térmico o hidráulico, combinaba las ventajas de su fácil transporte y de sus posibilidades alternativas para convertirse en luz, calor o fuerza. La electricidad y el motor de combustión interna permitieron que la industria pudiera volver a dispersarse y a fragmentarse. Como indicó el economista austro-norteamericano Joseph A. Schumpeter, la electricidad vino a eliminar la energía como factor determinante de la localización industrial y del crecimiento económico. Los historiadores han denominado estos hechos como «la segunda revolución industrial», o segunda época industrializadora, por contraposición a la primera: la de los años del carbón y del vapor que, de forma tan notable, habían modificado la historia industrial europea, con muestras de interés ya a finales del siglo XVII y con éxitos importantes en la Inglaterra del siglo XVIII.

Los procesos industrializadores fundados en el vapor y en la electricidad afectaron de forma diversa a España. Mientras el crecimiento industrial estuvo vinculado a la hulla, las posibilidades de desarrollo quedaron limitadas a un territorio cuyos recursos carboníferos eran escasos, costosos de explotar y de ínfima calidad. No se trata de atribuir al carbón caro y malo el atraso relativo de España respecto a los países más industrializados. Sin embargo, es innegable que en el amplio y complejo conjunto de causas que explican el lento crecimiento relativo español del siglo XIX, el problema energético tuvo un notable protagonismo. Desde el punto de vista de la energía, el segundo proceso industrializador representó para España una oportunidad distinta, dada la dotación de recursos hidráulicos susceptibles de ser aprovechados para producir electricidad. Este nuevo modo de consumir energía facilitó la incorporación de España al grupo de los países indus-

trializados y permitió que se acortaran distancias respecto a la Europa más desarrollada. Ya durante el primer tercio del siglo XX, en los años de la modernización industrial española, comenzó a apreciarse cierta diversificación. El «tejido industrial» se expandió, impulsado por la aparición de nuevos sectores: se intensificó el proceso urbanizador, surgieron nuevos núcleos y declinaron los que, hasta entonces, se habían beneficiado de unas ventajas comparadas que cesaron con las nuevas fuentes de energía y los cambios en los transportes. Desde entonces y hasta el presente, la electricidad ha desempeñado un papel esencial como impulsora de la industrialización española. De hecho, durante todo el siglo XX, se observa un notable paralelismo entre los años de mayor crecimiento industrial y los de electricidad abundante y barata.

En el panorama eléctrico español actual, Iberdrola ocupa un lugar destacado. Con una capacidad instalada que, en 2005, superaba los 27.000 MW, una producción bruta de 83.000 GWh, más de dieciséis millones de clientes y once mil empleados, esta sociedad es una de las cinco mayores empresas eléctricas de España y la más antigua de ellas. Su actividad se centra en la generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad y gas natural, y se extiende no sólo por todo el territorio español sino que cuenta con un amplio y creciente mercado exterior. Iberdrola tiene, además, una larga y fecunda historia que le permitió, en el año 2001, celebrar su primer centenario. En los albores del siglo pasado, la iniciativa del ingeniero Juan de Urrutia, con el apoyo inversor del Banco de Vizcaya, impulsó el nacimiento de la Sociedad Hidroeléctrica Ibérica para suministrar energía a Bilbao. Unos años después, en 1907, el propio Juan de Urrutia, con el apoyo de Lucas Urquijo y de un notable grupo de financieros de origen vasco afincados en Madrid, crearon la Sociedad Hidroeléctrica Española para construir una presa en el río Júcar que produjera electricidad con la que abastecer Madrid y Valencia. La tercera empresa del ramo, Saltos del Duero, se constituyó en el año 1918 para hacer realidad el ambicioso proyecto de José Orbegoza sobre el aprovechamiento integral del río.

Una compleja y variada sucesión de acontecimientos hizo posible que, en 1944, se fusionaran la pionera Ibérica y Saltos del Duero para crear una nueva empresa, Iberduero. Casi medio siglo después, en 1991, volvieron a unirse las dos empresas fundadoras, con lo que la integración de Iberduero e Hidroeléctrica Española dio origen a la actual Iberdrola.

La historia de las sociedades Hidroeléctrica Ibérica, Hidroeléctrica Española y Saltos del Duero, de las que procede Iberdrola, ha sido investigada y escrita de diversas formas y en distintas ocasiones. Tanto Iberduero como Hidroeléctrica Española celebraron sus aniversarios más significativos con publicaciones que trataron, de forma especial, de la construcción de las diversas centrales y de los aspectos humanos de las empresas. Ambos aspectos fueron igualmente presentados, mejorados y actualizados en los dos excelentes volúmenes publicados en el año 2002 con motivo del primer centenario de Iberdrola: *Los hombres y Los hechos*. Quedó entonces pendiente de estudio la historia empresarial de la Sociedad. Para abordarlo, Iberdrola encargó a un equipo de profesores universitarios la investigación previa para publicar sus resultados en un libro que completara los ya existentes. El fruto de ese trabajo lo tiene el lector en sus manos. En la obra, han participado catorce especialistas en economía e historia económica pertenecientes a más de diez universidades españolas y extranjeras. Cada uno de ellos recibió el encargo de investigar y escribir una parte de este libro. Para esa tarea, todos han tenido la más absoluta libertad y se les han dado todas las facilidades de acceso a las fuentes documentales que guardan los archivos de Iberdrola. Por el planteamiento del trabajo, su resultado tenía que ser variado en perspectivas, enfoques y conclusiones.

Respecto a la estructura de la obra, el criterio principal es el cronológico y el secundario, el empresarial. El libro se divide en épocas y, dentro de cada una de ellas, se analizan los avatares de las tres empresas fundadoras de Iberdrola. La parte I tiene carácter de introducción y sus dos capítulos responden al deseo de integrar la historia de Iberdrola, tanto en el sector eléctrico español como en el de otros países de Europa. La parte II abarca hasta el año 1944, fecha de la fusión entre Saltos del Duero e Hidroeléctrica Ibérica. La parte III comprende los años 1944-1973, con la crisis energética como límite diferenciador. La parte IV comprende desde el comienzo de la crisis hasta la fusión de Iberduero e Hidrola, en 1991. La última parte del libro, en la que se hace la historia reciente de la empresa, ha sido escrita por sus principales protagonistas, lo cual añade un interés muy especial a los capítulos catorce, quince y dieciséis, con los que termina la obra. Junto a la historia concreta de las sociedades que han dado lugar a Iberdrola, se ha procurado introducir al lector en un aspecto crucial para comprender la evolución del sector eléctrico: el marco regulatorio establecido por los gobiernos, según las diferentes

épocas. Por ello, las partes III, IV y V comienzan con un capítulo general, en el que se exponen los aspectos más notables de lo legislado sobre electricidad en cada época.

La investigación previa y la publicación de esta obra no hubieran sido posibles sin contar con los riquísimos fondos documentales que posee Iberdrola, empresa que ha cuidado de la conservación y custodia de las fuentes que permiten conocer su historia, ya secular. La sociedad cuenta con una documentación que ha catalogado en los archivos de Alcántara y de Ricobayo. Ambos constituyen dos auténticas joyas para la historia industrial y eléctrica de España, pues conservan documentos de casi todas las pequeñas sociedades que han ido fusionándose hasta crear la actual Iberdrola. Estos archivos son sólo una pequeña muestra de la gran labor de mecenazgo cultural que ha caracterizado a Iberdrola, entre cuyas obras y actuaciones destaca, para los historiadores de la economía, el Museo de la Electricidad de San Agustín de Guadalix.

Como director del proyecto que se ha concretado en esta obra, debo manifestar mi agradecimiento al presidente de Iberdrola, Iñigo de Oriol Ybarra y, en su persona, a todos cuantos han hecho posible el libro que ahora prologo. El gran número de los que nos han ayudado me impide su mención expresa. Sin embargo, es deber de justicia recordar a Fernando de Ybarra, marqués de Arriluce de Ybarra, historiador de vocación, además de gran hombre de empresa, que, con tanto afecto, ilusión y entusiasmo, promovió, en los últimos años de su vida, que se hiciesen las investigaciones necesarias para publicar esta obra, y que no ha podido ver impresa. Reciba, desde aquí, mi homenaje emocionado de cariño y admiración.

Como todo trabajo de investigación, esta obra no contiene páginas cerradas de la Historia, sino que las abre a futuras y más amplias investigaciones. Lo cierto es que esfuerzos como este ayudan a conocer mejor el presente y permiten valorar el crecimiento económico y la modernización industrial de España en el último siglo.

Gonzalo Anes y Álvarez de Castrillón

CATEDRÁTICO DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
DIRECTOR DE LA REAL ACADEMIA DE LA HISTORIA

I

INTRODUCCIÓN



CAPÍTULO 1

CIENTO VEINTE AÑOS DE ELECTRICIDAD. DOS MUNDOS DIFERENTES Y PARECIDOS

Luciano Segreto

CATEDRÁTICO DE HISTORIA ECONÓMICA
UNIVERSIDAD DE FLORENCIA

1 PERÍODOS

A comienzos del año 2000, la industria eléctrica cumplió casi ciento veinte años. En 1881, el invento de Thomas Alva Edison, la bombilla, se mostró por primera vez al mundo entero en un lugar repleto de elementos simbólicos: la Exposición Universal de París. Se abría una nueva era de la que sólo eran conscientes unos pocos, entre los que seguramente se encontraba el gran inventor americano. Aquel día, el mundo cambió completamente. Las novedades que se hicieron posibles a partir de aquella invención y de sus innumerables aplicaciones posteriores son tantas y están tan difundidas, que podemos afirmar que nos encontramos ante dos mundos diferentes. Hoy nos parece verdaderamente difícil, si no imposible, imaginar un mundo sin electricidad. Sólo algunos disparatados *reality show* intentan que grupos formados por actores de segunda fila o famosillas a la caza de un contrato retrocedan en el tiempo, eso sí, bajo el ojo vigilante de las cámaras ocultas de televisión.

Sin embargo, este mundo tan electrificado, tan lleno de aparatos que sólo funcionan con un enchufe, es igualmente precario. La calidad de nuestra vida está literalmente unida a un cable (eléctrico, precisamente) y basta muy poco para alterarla, aunque

sólo sea por un corto período de tiempo. De hecho, en los últimos años hemos constatado en más de una ocasión la fragilidad e inestabilidad de nuestras certezas: después de lo sucedido hace cuatro años en los Estados Unidos y en el 2003 en Europa, los apogones ya no pueden considerarse anécdotas irrelevantes desde un punto de vista estadístico, sino que se están convirtiendo en parte integrante de un escenario formado, principalmente, por los países de la parte más rica y desarrollada del planeta.

Actualmente, la electricidad se ha extendido por todo el mundo, aunque no de un modo uniforme. Bajo algunos puntos de vista se la considera el termómetro que indica el grado de desarrollo civil y económico de un país, pero también es el fiel reflejo de un planeta en el que conviven diferencias enormes en la distribución de recursos y de la riqueza generada. Estudios recientes, basados no sólo en las estadísticas de producción energética, sino también en parámetros como el grado de contaminación lumínica nocturna, dibujan con extremada precisión un planeta dividido en áreas que de noche están profusamente iluminadas y otras que son realmente oscuras. Europa, Norteamérica, algunas áreas metropolitanas de Sudamérica y de Extremo Oriente presentan tales niveles de contaminación lumínica que impiden la visión de una parte importante de la Vía Láctea y del firmamento que durante siglos, incluso milenios, ha acompañado al hombre en su relación más o menos consciente y racional con la bóveda celeste. Viajeros, estudiosos, filósofos, pero también hombres y mujeres sin una cultura superior encontraron en las estrellas un instrumento de trabajo, una referencia física e incluso cultural. Racional o irracional, poco importa en este contexto.

Hoy, todo ello resulta imposible en amplias zonas del planeta. Esto no presupone ni debe inducir a un comportamiento romántico: se trata únicamente de ser conscientes de un proceso y de sus efectos. En el delicado equilibrio entre la tecnología y sus consecuencias, que siempre ha acompañado al progreso humano, algo se pierde para alcanzar nuevas metas.

Si miramos atrás, podemos subdividir los últimos ciento veinte años en dos largos períodos de idéntica duración, casi sesenta años. La primera etapa del proceso de desarrollo y difusión de la energía eléctrica se concluyó con la Segunda Guerra Mundial. Se caracterizó por el entusiasmo, pero también por las dificultades que influyeron en la consolidación de una industria que exigía grandes esfuerzos no sólo a nivel técnico, sino también financiero. Fue una época en la que la carrera por la electrificación se convirtió casi en la única competición civil en un continente marcado por guerras y divisiones, en un desafío por conseguir un mundo mejor, cuando menos diverso. Basta pensar en el carácter simbólico que incluso en la tierra de los *soviet* se quiso dar a los proyectos para la electrificación, cargándolos de significados que iban mucho más allá de las meras exigencias técnicas, productivas y económicas de la Unión Soviética, confiéndoles un valor político-ideológico, útil para la construcción del sistema comunista.

Así que, si para Lenin el comunismo era el resultado ideal de la unión entre los *soviet* y la electrificación, en otro lugar, Europa, se consideraba a la industria eléctrica el terreno perfecto sobre el que elaborar iniciativas que acercasen a los diferentes países y permitieran construir un continente verdaderamente unido, interdependiente gracias, precisamente, al intercambio de energía eléctrica. La historia política y económica europea, sobre todo en el período de entreguerras, demostraría qué difícil iba a ser llevar adelante ese propósito y hacer que dejase de ser una idea de federalistas vinculados con el campo eléctrico y financiero para transformarlo en un proyecto operativo realmente compartido.

En las siguientes páginas propondremos dos fotografías, la primera, amplia y articulada, y más sintetizada la segunda, que nos permiten apreciar el camino recorrido por la industria eléctrica desde la Exposición Universal de París de 1881 hasta hoy. Ambas imágenes, con su nitidez, nos llevan a reflexionar sobre la excepcionalidad de los resultados obtenidos. La diferencia respecto al pasado (no necesariamente el más lejano) es que hoy los operadores y técnicos del sector tienen una conciencia madura de tal realidad. La época del entusiasmo ha dejado paso a una madurez en el comportamiento económico y a un alto grado en la gestión de la seguridad que compaginan perfectamente. Si acaso, la contradicción se ha desplazado a la relación con los consumidores, que no son lo bastante conscientes de lo que supone la electricidad salvo en los momentos más dramáticos. Los consumidores, gracias a una catarsis muy humana pero también muy poco racional, se olvidan de lo que significa la realidad eléctrica en cuanto ha pasado el punto más crítico: un apagón. Ello se debe, indirectamente, a las propias características del fluido eléctrico: al contrario de lo que sucede con la crecida de un río o las consecuencias de un terremoto, cuando en nuestras casas y oficinas vuelve la electricidad, no lo hace de forma lenta y progresiva, sino que se puede utilizar plenamente de forma inmediata.

2 EL FIN DE LA FASE PIONERA

Cuando estalló la Segunda Guerra Mundial, la industria eléctrica tenía ya casi sesenta años. Pocos años antes, el 18 de octubre de 1931, en plena crisis mundial de principios de los años treinta, había muerto Thomas Alva Edison, el hombre a cuyo nombre va unida la historia de la electricidad y de sus infinitas aplicaciones. Henry Ford, primer magnate de la industria automovilística mundial, gran industrial americano que contribuyó intensamente a cambiar la forma de concebir el mundo en que vivimos, escribió en 1930:

«Una gran parte de lo que Edison ha hecho está ahora tan integrado en nuestras vidas y nos es tan común que olvidamos que se lo debemos a él». Son palabras recogidas en un libro en el que reflejó su infinita admiración por el gran inventor de la bombilla y de otros muchos aparatos eléctricos¹. Con motivo del quincuagésimo aniversario de la invención de Edison, dos años antes, en 1929, el propio Ford se había encargado de reconstruir en Dearborn, en el nuevo Ford Museum of America, el laboratorio original de Menlo Park en el que medio siglo antes se había realizado con éxito el primer experimento de producción, conducción, control y uso de energía eléctrica².

Si el período de desarrollo internacional de la industria eléctrica, que comprende hasta 1914, se caracteriza por el entusiasmo de los protagonistas pioneros de la primera etapa de electrificación y por la carrera que se inició, primero entre las ciudades y más tarde entre los distintos países, el período de entreguerras está marcado por una percepción más madura del papel que juegan este sector y quienes trabajan en él en el desarrollo y bienestar económico y social del mundo entero. Desde este punto de vista, la Primera Guerra Mundial supuso una auténtica línea divisoria. Se trataba del primer gran conflicto de la época moderna que debía combatirse no sólo en los planos político y militar, sino también en el industrial, lo que provocó que la cuestión energética saltase a primera página. La dificultad de Inglaterra para abastecer de carbón a los países de la Alianza, las casi imposibles condiciones en las que se realizaban las operaciones en los yacimientos carboníferos franceses, belgas y, en parte, alemanes (aunque por motivos distintos), empujaron a los mayores países beligerantes a adoptar una serie de medidas encaminadas, por una parte, al ahorro energético, y por otra, al desarrollo de fuentes alternativas que iban desde los combustibles fósiles más pobres, como la turba y el lignito, hasta los recursos hidroeléctricos. La llegada de la paz no extinguió estos intereses; es más, en un cierto modo los acrecentó, ya que, si en el plano puramente económico se había hecho evidente para todos la exigencia de una creciente diversificación de las fuentes de energía (concretamente, eso significaba apostar mucho más por la producción hidroeléctrica), en el plano político-diplomático había varios motivos para intentar crear un nuevo espíritu de colaboración y confianza recíprocas, principalmente entre los estados europeos³.

Por una parte, la realidad post-bélica empujaba al homogéneo mundo de los ingenieros a buscar nuevos instrumentos para comunicarse a nivel corporativo y así poder proporcionar una base de conocimientos al mundo político (si bien entre ambos existían discrepancias, pues a causa de la «irracionalidad» de la clase política se había llegado a la Primera Guerra Mundial); por otra parte, lo inducía a menudo a reemplazarlo, con la convicción de que con los instrumentos analíticos y teóricos que poseía era capaz de ofrecer, aunque con algunas adaptaciones, una alternativa más coherente y de mayor alcance que la utilizada normalmente por la clase política⁴.

La mejor forma de demostrar la diferencia entre los dos sectores era la difusión de los avances. Sólo un mundo en el que las ideas y la información circularan libremente podría evitar los errores del pasado. La propuesta lanzada en 1922 por la British Electrical and Allied Manufacturers' Association, de organizar en 1924, en Londres, la Primera Conferencia Mundial de Energía respondía a esta exigencia primaria, mientras que el motivo circunstancial y específico en el que tenía su origen, nacía de la necesidad que sentían todos los países industrializados de tener una visión más clara del problema energético, que se había puesto de manifiesto durante la guerra.

La conferencia, celebrada en Londres del 30 de junio al 12 de julio, con motivo de la Exposición del Imperio Británico, fue todo un éxito. En ella participaron aproximadamente dos mil ingenieros provenientes de unos cuarenta países europeos, Estados Unidos, Sudamérica, Japón y las colonias inglesas. Durante los encuentros, algunos de ellos plenarios, otros bajo forma de sesiones especializadas (una docena en total), se discutieron 335 ponencias, ilustradas por un coordinador y recogidas después en cuatro extensos volúmenes que reúnen todos los actos de esta primera conferencia, incluidos los debates de interés general.

Aunque el tema general de la conferencia fueran todas las formas de energía, más del 80% de las ponencias y los debates se centró en las energías eléctrica e hidroeléctrica. En una de las últimas discusiones de la conferencia, se convino que «hoy en día la necesidad mundial más urgente es una mayor producción y una actividad manufacturera más extensa, en condiciones que fomenten la prosperidad y la felicidad individuales, y que ello se consiga mediante un amplio desarrollo de los recursos energéticos nacionales y estableciendo los medios más económicos para la distribución y utilización general de la energía»⁵.

Según lo acordado por el Comité Ejecutivo Internacional en 1925, la Segunda Conferencia Mundial de Energía tendría que haberse celebrado en Roma, en 1930, pero finalmente tuvo lugar en Berlín. A ello contribuyó, probablemente, el hecho de que el primer congreso de Unipede se hubiese organizado en Italia en el año 1926, aunque tampoco hay que dejar de lado otros factores que pudieron influir en esta resolución y que posiblemente fueran de tipo geopolítico. De todos modos, la decisión inicial tomada en 1925 es un claro ejemplo del peso internacional que tenía el país en este campo específico, como quedaría confirmado en el primer encuentro de Unipede.

Los temas tratados por los tres mil delegados de cuarenta y ocho países tuvieron en cuenta la amplitud y complejidad del problema energético. Aunque la electricidad siguió ocupando el primer lugar durante las diez jornadas de trabajo, también se trataron las otras fuentes de energía, sobre todo los combustibles fósiles y, particularmente, el carbón. Se presentaron casi cuatrocientas ponencias y la conferencia se subdividió en treinta y cuatro secciones. Los comentarios extranjeros, especialmente los americanos,

subrayaron el clima de confianza recíproca y el espíritu constructivo que reinaban entre los delegados, convencidos todos —como escribió el *Electrical World*— de que la conferencia tendría que «convertirse en una agencia encargada de ayudar al desarrollo del bienestar internacional» y por tanto «adoptar una política y un programa para la mejora de la civilización en todas las naciones». La ciencia y los científicos, continuaba la revista americana, habían creado las premisas para un mundo mejor, pero sus innovaciones también habían producido desequilibrios y ahora les correspondía enderezar la situación. De estas opiniones se hace eco en sus escritos Lewis Mumford, el historiador y sociólogo que en esos mismos años escribía que habíamos entrado en la era de la neotécnica (después de la eotécnica y la paleotécnica), un período de bienestar para todos, incluida la clase proletaria. Simbólicamente, las dos ponencias que mejor representaron este clima fueron la de Albert Einstein, dedicada a sus descubrimientos más recientes, y la de Arthur S. Eddington, que, partiendo de las teorías de Einstein sobre la materia, planteaba las infinitas posibilidades que se abrían en el campo de la energía subatómica. Al mismo tiempo, se afianzan los pasos encaminados a hacer de la Conferencia Mundial de Energía un foro para discusiones de carácter más general y a transformarla en una especie de instrumento de presión sobre los gobiernos, ocupados en esos mismos años con discusiones inconcluyentes sobre el desarme⁶.

La Tercera Conferencia, precedida de un encuentro en Estocolmo en 1933, que, como los precedentes de Basilea, Barcelona y Tokio, se dedicó a algunos temas específicos, tuvo lugar en Washington entre el 7 y el 12 de septiembre de 1936. El número de delegados presentes fue ligeramente inferior al de la conferencia anterior, dos mil quinientos frente a los tres mil de seis años antes, así como las ponencias, «sólo» trescientas. De acuerdo con las aspiraciones y directrices de la Segunda Conferencia, la mayor parte de las aportaciones se centró más en los aspectos económicos y sociales de la producción de energía que en los técnicos. La conferencia se celebró en plena campaña presidencial americana (que llevaría a la reelección de Roosevelt), y estuvo estrechamente relacionada con la actualidad, ya que cada toma de posición sobre el papel del Estado y de la iniciativa privada era interpretada como una toma de posición en el enfrentamiento político americano, en el que por una parte se encontraba Roosevelt, con su idea de un Estado intervencionista y emprendedor en este campo (simbolizada por los proyectos de la Tennessee Valley Authority), y por otra, sus adversarios, con los *holding* y las compañías eléctricas en primera fila.

A parte de estos momentos, más bien tensos, los debates fueron, en palabras del jefe de la delegación inglesa, «of a rather formal character [...] rather than of any interchange of views». No obstante, el diplomático subrayó la aportación que eventos como éste podían ofrecer a la «comprensión internacional». Es más, el discurso de bienvenida del secretario de Estado americano Cordell Hull, se centró en las relaciones entre el

progreso científico y la diplomacia: «Hoy, una parte desproporcionada de la energía y la habilidad de los científicos y estadistas se emplea en la creación y la organización de fuerzas destructivas». De aquí surgió su invitación a los miembros de la conferencia a «usar su talento y su influencia para la paz»⁷. Doce años después de la Primera Conferencia, las posiciones prácticamente se habían invertido. El sueño de los científicos, ingenieros, técnicos y directivos de la industria eléctrica se estaba estrellando contra el obstáculo de las diferencias y las tensiones de la política internacional. Todos los ecos pacifistas se desvanecieron en la sesión de Viena de 1938, dedicada a problemas técnicos como la electrificación de los campos o los progresos de la maquinaria, que se celebró justo en los mismos meses en que se ponía a punto el Pacto de Múnich, que allanaría el camino a la expansión alemana en Europa. No sorprende comprobar cómo, al poco tiempo, el gobierno americano también modificaría su postura de 1936 y convocaría a los mejores cerebros para preparar el arma de destrucción más potente de la historia, la primera bomba atómica.

3 LOS PROGRESOS TÉCNICOS Y LAS APLICACIONES DE LA ELECTRICIDAD

3.1 LAS INNOVACIONES TÉCNICAS

Aparte de las innovaciones más tradicionales y obvias de la electricidad, en las que profundizaremos más adelante, las novedades más relevantes atañeron a las primeras tentativas de transmisión a distancia de imágenes, que llevaron en los años treinta a la realización de la televisión. Los Estados Unidos y el Reino Unido fueron los países a la vanguardia en este campo, con las primeras experiencias ya al finalizar los años veinte y que luego se perfeccionarían hacia la mitad de los treinta. En esta misma década, primero en Berlín, en 1935, luego en Londres, en 1936, con la BBC y finalmente en Nueva York en 1939, con la primera televisión comercial, este nuevo instrumento de comunicación hizo su aparición, creándose inmediatamente un espacio privilegiado en las relaciones con el poder político, que vio en la televisión, como también en la radio, un medio extraordinario de comunicación y de control de masas⁸.

La aplicación de la electricidad a los aparatos sanitarios tuvo un notable impulso, volviendo posibles nuevas terapias o mejorando sensiblemente aquellas ya en uso y creando así una nueva rama de la amplia y variada industria electromecánica⁹.

La investigación en el sector electrotécnico dedicó una creciente atención a los fenómenos atmosféricos, tanto como objetos de estudio como posibles fuentes

energéticas alternativas. En varios países europeos fueron estudiados los rayos y sus consecuencias en las líneas de alta y baja tensión y en particular sobre las viviendas conectadas a la red eléctrica. Las presiones para una extensión de la red y la política de electrificación rural, llevada a cabo a marchas forzadas y con una notable inversión financiera, sobre la cual volveremos más adelante, se exponían al peligro de verse limitadas por la imposibilidad de contrarrestar un fenómeno atmosférico especialmente frecuente en ciertas zonas, sobre todo en las áreas de colinas y de montañas. Al mismo tiempo, se realizaron importantes mejoras en las líneas aéreas y en particular en los aisladores, para defenderlos mejor de la lluvia. Sobre un aspecto diferente, pero cercano, tomaron fuerza en cambio los primeros estudios serios encaminados a la utilización de la energía eólica como fuente energética para producir electricidad. Evidentemente, se trataba sólo de análisis teóricos, que sin embargo tenían la virtud de demostrar la economía del proyecto. Para su aplicación práctica habría que esperar todavía varios años, sobre todo por las dificultades para realizar a nivel industrial los aparatos más adecuados a tal finalidad¹⁰.

No sorprende que las novedades y los mayores adelantos se realizasen en la construcción de maquinaria y de aparatos de dimensiones superiores respecto a aquellas disponibles hasta la Primera Guerra Mundial. Problemas aparentemente sencillos —y quizás lo eran a nivel teórico— encontraban por fin una solución también a nivel práctico. La construcción y la instalación de un turbogenerador de 60.000 kW en los Estados Unidos al final de los años veinte era la demostración de que con una máquina más grande eran posibles considerables economías de escala, ya sea en el momento de la inversión como en los consumos respecto a dos más pequeñas, de 30.000 kW. Al contrario, después de los primeros entusiasmos, el experimento llevado adelante con especial determinación por General Electric, de fabricar una turbina a gas que empleaba vapores de mercurio, tuvo escaso éxito. En el sector de los turboalternadores los progresos más importantes se realizaron en el incremento de la potencia por debajo de las 3.000 revoluciones. Los talleres Oerlikon de Zurich realizaron un turboalternador de 72.000 kW que utilizaba el bobinado a través de un rotor de aluminio, lo cual permitía además emplear un acero moderadamente modificado, con la ventaja de presentar débiles presiones específicas sobre los aislantes y de exigir tapas con un espesor muy reducido. Muy pronto estos resultados fueron superados con la realización de generadores trifásicos a 1.500 revoluciones de 100.000 kW a 25 frecuencias¹¹.

En la distribución, la nueva frontera, por así decirlo, estaba constituida por la transmisión a 220 kV. Esta meta fue superada en los Estados Unidos, en California, recién acabada la Primera Guerra Mundial (y en dicha ocasión también fue inaugurado el primer transformador de 220 kV), mientras en el continente europeo pasaron todavía varios años antes de que se alcanzase este objetivo. Sin embargo, fue en Europa donde se rea-

lizó en 1925 el primer cable de 130 kV gracias a los técnicos de Pirelli, mientras que para el cable de 220 kV (cuyo diámetro alcanzaba casi los 10 centímetros) hubo que esperar al final de los años treinta¹².

Ya no había razón para que existiera la otra falsa alternativa a la fase pionera, aquella entre generación termoeléctrica e hidroeléctrica. En todas partes, tanto en Europa como en los Estados Unidos, los mayores incrementos tanto en la producción como en la potencia instalada se debieron a una ampliación de la generación hidroeléctrica. De ésta se apreciaba sobre todo su capacidad competitiva en términos de costo de producción, una vez lograda la operación, no siempre fácil, de reducir los gastos por instalación. Si es posible la simplificación en un sector como éste, en el que los problemas eran diferentes en cada instalación y en cada red, podemos afirmar que en los Estados Unidos se llevó a cabo de manera profusa una más estrecha interdependencia entre los dos sistemas, mientras que en Europa se realizaron los mayores progresos en la construcción de diques de acumulación nocturna, depósitos que se rellenaban de noche bombeando hacia arriba el agua que durante el día había sido utilizada en la producción de energía eléctrica, reutilizando así más veces la misma cantidad de agua¹³.

3.2 LA «CIUDAD ELÉCTRICA»

Si el período precedente al primer conflicto mundial había abierto el camino a una nueva imagen de la ciudad, constituyendo el mejor vehículo publicitario de la electricidad, los años que discurrieron entre las dos guerras supusieron la apoteosis de este mensaje. La metamorfosis de la ciudad, que había empezado antes de 1914, se completó de manera definitiva. La iluminación nocturna de las ciudades ya no fue sólo un servicio ofrecido a la población, sino que adquirió una nueva dimensión casi autónoma, transformándose, por así decirlo, en un arte o, por otra parte, en una ciencia. Según algunos estudios presentados en 1935 en Berlín en el transcurso de una reunión de la Comisión Internacional para la Iluminación, las tres cuartas partes de la población europea, excluida Rusia, vivían en centros electrificados; además, mientras la cuota de energía eléctrica consumida por la iluminación, pública y privada, alcanzaba una cifra entre el 20 y el 30% del total, por lo menos el 50% de los ingresos de las empresas eléctricas lo constituía la venta de energía para iluminación¹⁴.

En los años veinte y treinta es cuando se empiezan a clasificar con mayor precisión las diferentes fuentes luminosas (luces directas, semi-directas, semi-indirectas e indirectas), casi con voluntad de definir también en el plano terminológico el dominio completo sobre la luz artificial. No es casualidad que un arquitecto belga de los años treinta hable de «éclairage nocturne dirigé» para subrayar el esfuerzo coherente y programado

de conferir una determinada imagen a la ciudad de noche¹⁵. El *éclairagisme* —cualquier traducción empobrecería esta hermosa definición— que se manifiesta en la creciente atención que ponen los arquitectos a la disposición de las luces tanto en el interior de las casas como sobre las paredes de los edificios, alcanza su cumbre en las cada vez más fantasiosas iluminaciones publicitarias, que empiezan a dibujar las noches de las mayores capitales europeas. Los empresarios del sector (especialmente entre los ejecutivos de los grandes centros comerciales y entre los directores de cine y teatro) son conscientes de que este género de publicidad aporta un mayor volumen de negocios. Las reflexiones sobre la eficacia de un letrero luminoso llevaron, ya desde los años veinte, a distinguir los tres puntos esenciales que debía tener y que a continuación constituirían las directrices en cada consideración sobre el argumento: ante todo, el letrero tiene que atraer la atención (poder atractivo); además tiene que prever la posibilidad de que se puedan distinguir bien los diferentes signos que lo componen (descifrabilidad); finalmente, debe tener el poder de fijarse en la mente del transeúnte hasta el momento en que éste pueda utilizarlo (valor comercial). En algunos casos la estructura portadora del mensaje publicitario podía ser a su vez un símbolo de la imagen nocturna de la ciudad, como sucedió, por ejemplo, con la Torre Eiffel, que en 1925 fue utilizada como inmenso soporte de hierro para 600.000 bombillas que, sobre tres lados de la torre, componían el nombre de una famosa marca automovilística francesa, Citroën. Es evidente que decisiones de este tipo suponían cuestiones de nivel más general: la relación entre sector público y privado, el reparto de los costes del alumbrado público y la estrategia o el «proyecto» del cual las administraciones de las ciudades, antes o después, tenían que dotarse para evitar que el espacio urbano nocturno fuese en cierto sentido «cedido» a las empresas privadas¹⁶.

A los empleos tradicionales de la iluminación se añadieron otros. En el período de entreguerras empezaron a iluminarse los estadios (el 14 de diciembre 1932 se jugó el primer encuentro nocturno en el estadio de rugby White City Stadium de Londres) y los hipódromos, mientras otras infraestructuras como los puertos y aeropuertos necesitaron sistemas específicos de iluminación nocturna, que permitieron que pudieran utilizarse de noche y contribuyeron a una mayor seguridad¹⁷.

3.3 LOS PROGRESOS EN LA ELECTRIFICACIÓN DE LA INDUSTRIA

La cuestión de la electrificación de la industria en los períodos sucesivos a la Primera Guerra Mundial presenta dos aspectos contradictorios. Al mismo tiempo, sin embargo, más allá de algunas expresiones tal vez demasiado entusiastas y cargadas de un valor ideoló-

gico que superaba los confines del problema, estos dos aspectos representan concretamente las múltiples oportunidades que podían ofrecer la difusión de la electricidad y su aplicación a las actividades industriales. De hecho, por un lado, la electrificación se entendía casi como un sinónimo de modernización tanto de las maquinarias, como, en general, del conjunto del sistema productivo, mediante una mejor organización y la introducción de nuevos métodos de trabajo. Se integraba con pleno derecho en el más amplio movimiento para la racionalización de la actividad industrial que había empezado a principios de siglo. Por otro lado, en cambio, magnates de la industria como Henry Ford, uno de los más destacados representantes de la gran industria americana, propugnaban una visión social que preveía una revalorización del trabajo a domicilio gracias a las nuevas posibilidades ofrecidas por la electricidad. La mítica *Green Republic* trazada por Ford era, al fin, más respetuosa con el medio ambiente y aspiraba a encontrar una colocación más autónoma y concienciada del trabajador¹⁸.

Efectivamente, las oportunidades ofrecidas por la electrificación de las actividades industriales abrazaban ambas posibilidades: la gran industria se transformó de hecho en el mayor consumidor de energía eléctrica o reforzó esta posición donde ya la detenía, mientras formas de organización del trabajo que parecían destinadas a la extinción con la llegada de las producciones en masa encontraron nuevas e inesperadas oportunidades de supervivencia.

El proceso de electrificación de la industria avanzó a ritmos muy diferentes según los países. Esta circunstancia se explica en parte por la capacidad de la industria eléctrica de conquistar cuotas del mercado energético controladas por otras fuentes de energía, en primer lugar por el carbón, y también por el predominio o no de la generación hidroeléctrica. En resumen, se podría concluir que donde el carbón tenía todavía un papel preeminente, ya fuera como fuente energética primaria, o como combustible para los generadores termoeléctricos, el grado de electrificación de la industria era menor; en cambio, donde prevalecía el empleo de la energía hidroeléctrica, el nivel de electrificación de la industria era mayor.

Por su parte, la empresas distribuidoras adoptaron una política encaminada a favorecer la ampliación de su propia clientela en aquella dirección (un objetivo que habría llevado también a una mejor eficiencia de las instalaciones gracias a una mejora del factor de carga), pero pidiendo a cambio una reducción global de la presión tributaria (en especial de los impuestos locales), aduciendo como razón la función social del servicio ofrecido. Al mismo tiempo se alzaban voces —seguramente interesadas, ya que provenían del mundo de las empresas eléctricas, pero por una vez dignas de crédito— que señalaban que un decidido empuje a la electrificación de la industria hubiera sido el instrumento para permitir un ahorro sobre los tiempos de elaboración y la introducción de técnicas *labour-saving*¹⁹.

3.4 LA ELECTRIFICACIÓN FERROVIARIA Y LOS NUEVOS TRANSPORTES URBANOS

Si antes de 1914 la electrificación de los transportes había significado sobre todo proyectos y realizaciones de redes para el transporte urbano y suburbano con tranvías y trenes metropolitanos, en el período de entreguerras la mayor parte del empeño técnico y financiero se concentró en los ferrocarriles. En casi todos los países europeos el Estado, gestionara o no en primera persona la red ferroviaria, proporcionó consistentes ayudas a los programas de electrificación. Sin embargo, la intervención pública logró proporcionar sólo en parte aquellos medios financieros alternativos o añadidos que el mercado de capitales, nacional e internacional, logró poner a disposición de los programas de electrificación ferroviaria en varios países, coincidiendo con una situación financiera y monetaria no especialmente favorable para inversiones de tal envergadura. Estas dificultades aumentaron sobre todo en los años treinta, pero en aquel momento la intervención estatal respondía también a una exigencia de orden más general, dado que los programas para la electrificación ferroviaria se convertían en uno de los terrenos sobre los cuales relanzar la ocupación²⁰.

A primera vista, los datos sinópticos concernientes a la electrificación ferroviaria en Europa y en el mundo de entreguerras no parecen proporcionales a los esfuerzos realizados. Si en términos absolutos el incremento de la extensión de líneas electrificadas era verdaderamente imponente (en 1920 la tracción eléctrica en el mundo se extendía sobre alrededor de 3.500 kilómetros, aumentados a 15.890 en 1929 y alrededor de 35.000 en 1939), en términos relativos el dato del 1939 representaba sólo el 3% de la extensión total de las redes ferroviarias. No obstante, detrás de esta cifra se escondían realidades muy diferentes (y no podía ser de otro modo). En Suiza, que quizás sea el mejor ejemplo (pero también la excepción, en cierto sentido), las líneas electrificadas en las vísperas del segundo conflicto mundial eran el 75% de la red entera y sobre ellas discurría el 94% del tráfico. Los demás países europeos, que por otro lado tenían una red ferroviaria mucho más extensa que la suiza, se encontraban muy por detrás en términos porcentuales. En términos absolutos, Italia estaba a la cabeza con casi 4.000 kilómetros de red electrificada, seguida por Suecia con 3.355, Francia con algo menos de 3.000, Alemania con más de 2.200 y precisamente Suiza con más de 2.100 kilómetros²¹.

En las ciudades, mientras por un lado, especialmente en las grandes metrópolis (París, Berlín y Londres), continuó expandiéndose la red de metro, por otro, en la superficie, empezó una pequeña revolución. Los tranvías eléctricos, que al final del siglo pasado habían sustituido a las carrozas de caballos, cumpliendo por primera vez las condiciones para un transporte urbano de masa, encontraron un fuerte competidor en un nuevo medio de transporte que funcionaba con la misma alimentación, el trolebús. Las primeras experiencias se remontaban a los mismos años en los que se había afirmado el tranvía, los primeros

años noventa del siglo XIX. La primera aplicación económicamente válida se realizó en Italia, en 1903, con la puesta en servicio de una línea de 1,4 kilómetros desde Pescara a Castellamare. Poco antes de la guerra en Europa existían treinta y dos ciudades en las que se ofrecía este servicio sobre una red que globalmente medía alrededor de 200 kilómetros. Se trataba todavía de medios muy rudimentarios, pesados, voluminosos y ruidosos.

En el período de entreguerras, cuando los problemas del tráfico ciudadano empezaron a asumir dimensiones ineludibles, los trolebuses conocieron un gran desarrollo, especialmente a partir de la segunda mitad de los años veinte, con la fabricación de vehículos modernos, confortables, rápidos y económicos, ideales para un servicio que preveía continuas aceleraciones y deceleraciones, y frecuentes paradas. En los Estados Unidos el trolebús fue ampliamente adoptado sobre todo en las ciudades de dimensión media (de 100.000 a 500.000 habitantes), donde en más de cuarenta casos sustituyó al tranvía. En Europa fue principalmente en Inglaterra donde este medio de transporte conoció los mayores éxitos. Entre 1922 y 1938 las líneas de tranvías pasaron de una longitud total de 2.600 millas a una longitud de alrededor de 1.400, mientras que las de los trolebuses subieron de menos de 100 a alrededor de 700 millas; los tranvías disminuyeron de 14.300 a 8.900 y los trolebuses aumentaron de 75 a 2.600. Globalmente, en 1938 alrededor de 6.500 trolebuses resultaban en servicio en las 170 ciudades europeas que disponían de este tipo de transporte²².

3.5 LA ELECTRIFICACIÓN DE LA VIDA DOMÉSTICA

Si los éxitos de la electricidad fueron a veces deslumbrantes en las calles y en general en los lugares públicos, la transición definitiva (si así se puede considerar) a este tipo de energía se produjo en las viviendas. Antes de la guerra la energía eléctrica todavía era una mercancía bastante cara. El desarrollo de la producción, el aumento del trabajo y un mercado de consumidores cada vez más disponible hicieron posible una consistente bajada del precio del kWh en términos absolutos y relativos. Según un estudio de la sociedad financiera de Bruselas Sofina, que detalla la evolución de los precios de algunos productos de amplio consumo entre 1914 y 1936 en los países más industrializados, los precios de la electricidad habían bajado, entre estos años, un 17% en Alemania, un 65% en Francia, un 69% en los Estados Unidos y nada menos que un 76% en el Reino Unido.

La misma fuente indicaba que, en el período entre 1910 y 1938, el porcentaje de viviendas electrificadas había pasado, en Berlín, de menos del 5 al 84%; del 20 al 91% en Buenos Aires; del 13 al 98% en Chicago; del 2 al 75% en Lisboa, y del 33 al 70% en Estambul, entre 1926 y 1938. Ciudades muy diferentes entre ellas pero con una clara tendencia en común. Otros datos lo confirman: entre 1920 y 1938, el número de viviendas conectadas a la red eléctrica pasó de 8,7 a 23,4 millones en los Estados Unidos,

de 1,35 a 9 millones en el Reino Unido, de 680.000 a 10,1 millones en Francia, de 5 a 12 millones en Japón, de 387.000 a 2,15 millones en Holanda y de 252.000 a 2,1 millones en Bélgica. Pero detrás de estas cifras había realidades muy diferentes. Los consumos per cápita en las mayores ciudades europeas variaban muchísimo. Limitados por las bajas tensiones, los valores de 1933 iban de los 525 kWh de Basilea, a los 471 kWh de Zurich, los 236 kWh de Estocolmo, los 243 kWh de Amsterdam, los 123 de París, los 100 kWh de Berlín y los 84 kWh de Viena²³.

Aunque el empuje de las sociedades eléctricas y de su imponente propaganda iba en dirección de un empleo más amplio y articulado, que preveía el paso a una amplia utilización de los electrodomésticos, el uso doméstico de la electricidad se concentró principalmente en la iluminación de las viviendas. Las formas de las lámparas domésticas se multiplicaron siguiendo los gustos y los estilos del diseño industrial del momento, contribuyendo en cierta medida a redefinir, no sólo el espacio público externo, sino también el espacio interno de las viviendas, según las ideas y los proyectos de una arquitectura cada vez más propensa a pensar en el hábitat privado como un lugar funcional y bien organizado²⁴.

Las empresas de distribución lanzaron una masiva campaña de propaganda para extender el mercado eléctrico y para difundir el uso de los electrodomésticos. Las estrategias empleadas en los países europeos acabaron por asemejarse, también porque se multiplicaron los canales de intercambio de información (en 1930, al finalizar el tercer congreso de Unipede, se constituyó un Comité de Estudios, «Aplicaciones y propaganda», primer paso hacia la realización de una oficina permanente para reunir y coordinar todas las experiencias en este sector). En más de una ocasión la propaganda fue desarrollada no solamente por las empresas eléctricas, sino también por empresas especializadas únicamente en esta actividad. La mujer era al mismo tiempo instrumento y objetivo de la campaña publicitaria, dirigida a fomentar el uso de los electrodomésticos. Bajo este punto de vista, el mensaje propagandístico directo ponía en evidencia las ventajas de una economía doméstica fuertemente electrificada, que permitía ahorrar tiempo y evitaba fatigas. El mensaje indirecto abogaba por la creación de una nueva imagen de la mujer burguesa, coordinadora de una serie de trabajos que ya no eran manuales, que permitía una propia organización científica parecida a la que aconteció en las fábricas con el advenimiento del fordismo y del taylorismo. Un mensaje en línea con los valores que emanaba, en esta vertiente, sobre todo la sociedad americana: una *new woman* moderna y atractiva, delgada y esbelta, elegante y deportista, organizada y portadora de un nuevo mensaje de limpieza, en sentido estricto y figurado, que la tenía que transformar, como escribió una estudiosa francesa, en médico e ingeniero (y la moda del tiempo prescribía la blusa blanca, como la bata de médicos e ingenieros), pero también capaz de nuevas formas de seducción, como fumar en público o durante una charla en la mesa de un café²⁵.

Las campañas publicitarias apuntaban luego hacia otro factor, más directamente económico, el de una política tarifaria que estimulara el consumo doméstico. En muchos países europeos, tal y como se estaba haciendo en los Estados Unidos y en Canadá, fueron introducidas tarifas fuertemente regresivas sobre los consumos globales y tarifas diferenciadas para los consumos nocturnos (cuando funcionaban los calentadores de agua, especialmente). Al mismo tiempo, las sociedades eléctricas intentaron favorecer la parte más costosa del proyecto de «electrificación» (la compra de los electrodomésticos) promoviendo ofertas especiales acordadas con los vendedores, entre las cuales se afirmó sobre todo la venta a crédito con pagos aplazados. Esta ofensiva comercial presentaba evidentemente varias incógnitas: la solvencia del cliente, la financiación de la operación y la calidad del producto. Si las dos primeras dependían casi exclusivamente de las condiciones del mercado financiero y de las características del contrato de venta, la tercera abrió la puerta a la creación de sociedades o institutos especializados para el control de calidad y de las prestaciones de los electrodomésticos²⁶.

Todas las fuentes señalan como un éxito las campañas a favor de los nuevos usos domésticos de la electricidad. Mucho más difícil es, en cambio, ofrecer datos precisos sobre la difusión por países de los diferentes electrodomésticos. Seguramente, en los años que discurrieron entre las dos guerras, en ningún país se logró el grado de saturación del mercado americano, en el que los aparatos radiofónicos abarcaban el 80% de la población; las planchas superaban el 90%; lavadoras y tostadoras rondaban el 50%, siguiendo de cerca las aspiradoras, frigoríficos y relojes, que superaban el 40%, mientras que radiadores y cocinas eléctricas se situaban por debajo del 25%²⁷.

4 LAS GRANDES CUESTIONES ELÉCTRICAS

4.1 LA CONSTRUCCIÓN DE LAS GRANDES REDES DE DISTRIBUCIÓN

La mayor parte de los temas tratados en el apartado anterior constituyen, en realidad, el desarrollo o la conclusión de un recorrido que ya había empezado antes de 1914. Una de las cuestiones más relevantes —si no la más importante— que se perfiló al terminar la guerra y sobre la cual se concentraron muchos de los esfuerzos en las dos décadas siguientes por parte de sociedades eléctricas, técnicos, ingenieros y gobiernos europeos (y también de alguna institución supranacional como la Sociedad de Naciones) se refería a la construcción de las redes de transmisión, ante todo a nivel nacional y, en ciertos casos y en determinadas condiciones, también a nivel internacional.

La situación en los países europeos después de la Primera Guerra Mundial presentaba elementos en común. En casi todos los países se habían desarrollado y consolidado, en el curso de los primeros cuarenta años de vida de la industria eléctrica, sistemas regionales de producción y distribución de energía, que a menudo copiaban un análogo equilibrio entre los grupos que dominaban la escena del sector. En algunos casos las «fronteras» de estos territorios eran impermeables, mientras en otros de hecho ya no existían y funcionaba una interconexión entre varios sistemas (con motivo de vínculos financieros, buenas relaciones entre grupos de mando, o por los estímulos de orden más general provenientes de los grandes consumidores como las industrias o el Estado, o ambos juntos). Los países que se encontraban un paso adelante en este sector eran Suiza y Alemania, entre los cuales funcionaba desde 1908 un sistema unificado (que con los cambios de fronteras de 1919 ampliaron a Francia) que englobaba parte de Alsacia, el sur del Baden Württemberg y el norte de Suiza. En 1915 también Dinamarca y Suecia se añadían a este sistema con la inauguración de la línea eléctrica submarina que conectaba la ciudad danesa de Hørsingør con la ciudad sueca de Helsingborg²⁸.

El incremento de la demanda de energía registrado durante la guerra en todos los estados beligerantes, y la creciente distancia existente en muchos países entre las nuevas instalaciones (casi todas hidroeléctricas) ideadas o construidas cerca de los principales centros de consumo, puso en la agenda la necesidad de realizar una red nacional. Algunos gobiernos, como el francés, se movilizaron enseguida, aún con la dificultad de tener que recuperar un fuerte retraso. En 1922 fue promulgada una ley que establecía que sólo el Estado podía realizar una red nacional con el fin de «asegurar una utilización más completa y una mejor repartición de la energía eléctrica proveniente tanto de las instalaciones termoeléctricas como hidroeléctricas». La disposición preveía por otro lado que tales redes «públicas» podrían ser concedidas también a organismos colectivos de productores y distribuidores, posibilidad que efectivamente se impuso en las dos décadas siguientes. La realización del programa, definido desde los años veinte, encontró más de un obstáculo. Hasta 1929 se realizó un desarrollo en la periferia del país (en el norte, en el este, en el sudeste mediterráneo, en el sudoeste y en los Alpes) con un esfuerzo que apuntaba a la creación de vínculos interregionales, que se concretó en la constitución de empresas de distribución a este nivel formadas por los grupos interesados en el negocio. La fuerte polarización de los flujos de energía hacia París (donde a partir de 1924 había sido realizada la interconexión entre varias redes ciudadanas) condicionó inevitablemente las elecciones sucesivas, aunque existían otros flujos entre los Alpes y el Macizo Central y entre el sudoeste y el oeste. Sólo en 1938, fecha de la constitución del Bureau de Coordination des Transports interrégionaux y con la redacción del programa del Groupement d'Électricité, el organismo que reunía todos los principales grupos eléctricos, se crearon las condiciones para el cumplimiento de la red nacional a 220 kV con la definición de dos principales flujos

de energía (Macizo Central-París y Alpes-París), fortalecidos por una ulterior conexión entre las grandes instalaciones a hilo de agua del este y la capital. De este modo, en vísperas del segundo conflicto mundial los dos sistemas eléctricos franceses, el termoeléctrico del norte y el hidroeléctrico de los Alpes, de los Pirineos y del Rin, quedaban por fin interconectados, haciendo posible una regulación global de los intercambios de energía entre una zona y otra del país, coordinados por un centro *dispatching* en París²⁹.

La larga ola de la guerra y de las preocupaciones por los consumos energéticos tuvo una primera vía de escape en 1919 con una ley inglesa para la constitución de una comisión ministerial del Ministerio de Transportes que tenía que promover, controlar y coordinar la producción de energía eléctrica a escala nacional y en los distritos eléctricos en que había sido dividido el país. Sin embargo, este proyecto no funcionó debido a la falta de colaboración entre Estado y empresas. De todas formas, se había extendido a diferentes niveles la conciencia de la necesidad de crear un organismo que coordinase la política eléctrica a nivel nacional, también porque, según la opinión de un comité de expertos formados por Lloyd George en 1924, la reactivación económica se veía en parte ralentizada por la falta de energía eléctrica a bajo coste. No sorprende que el gobierno inglés laborista buscase remediar tal situación favoreciendo en diferentes maneras el desarrollo de la industria eléctrica, considerándola como una potencial fuente indirecta de nueva ocupación. En 1926, cuando el país era nuevamente dirigido por un gobierno conservador, fue promulgada una ley con el apoyo de la oposición laborista, conocida como *National Grid*, para la creación de una red nacional, con el fin de realizar la interconexión en el territorio nacional.

La *Grid*, en síntesis, era una empresa paraestatal encargada de gestionar la actividad con criterios empresariales y de organizar de manera racional el aprovisionamiento de energía eléctrica por parte de las empresas distribuidoras. La disposición preveía la formación de un organismo, el Central Electricity Board (CEB), que tenía el papel de estudiar, en las diez zonas en las que se repartía el país, las centrales más adecuadas, privadas o municipales, para formar parte de la red nacional. Además podía construir y gestionar nuevas centrales si no había otras posibilidades. Los miembros del CEB fueron elegidos entre las personalidades más preparadas del sector y provenían todos del sector público. Sin embargo, la *Grid*, que contribuyó a redefinir la imagen de la empresa pública inglesa, actuó siempre en un clima de colaboración y no de imposición con las empresas eléctricas.

Después de un análisis de las modalidades elegidas y de los resultados obtenidos en los Estados Unidos, Australia y Suráfrica, las líneas de alta tensión fueron realizadas a 132.000 V. Al principio, el desarrollo de la red fue muy rápido, a pesar de algunos problemas causados por la elección de las centrales involucradas y las quejas de unos propietarios afectados por las líneas de alta tensión que atravesaban sus terrenos. Los mayores retrasos fueron provocados por la lenta estandarización de las frecuencias. De todas formas, en 1934 la mayor parte del país ya estaba conectada a la *Grid*, mientras Escocia del sur

(donde la construcción de algunas instalaciones hidroeléctricas se prolongó por más tiempo) e Inglaterra del nordeste (el área de Newcastle-upon-Tyne, donde la compañía local había realizado desde hacía tiempo una eficaz red regional a 40 Hz) se conectaron formalmente en 1937³⁰.

En Alemania, los mayores adelantos se refirieron a las redes de altísima tensión. Antes de 1925 la mayoría de las líneas de transmisión tenían una tensión inferior a 100 kV. Después de esta fecha fueron potenciadas las líneas con tensiones superiores, pero sobre todo entraron en funcionamiento aquellas de 220 kV y se empezaron a preparar algunas líneas en condición de funcionar eventualmente a 380 kV. La red en función en el período de entreguerras era en realidad una ramificada red interregional, también porque las áreas con las más evidentes deficiencias energéticas encontraban un proveedor adecuado en las regiones colindantes (por ejemplo el Palatinado se proveía en el Saar y el Rin, y Prusia en Silesia y en el Ruhr). La estructura de la propiedad en el sector, que veía una presencia de las empresas públicas en una posición de paridad con las privadas, facilitó la realización de la red interregional, pero en cierto sentido volvió más complicada la realización de una red auténticamente nacional. El resultado fue una red que preveía dos grandes directrices norte-sur, paralelas entre ellas, pero unidas en el centro y en el sur del país, gracias a la red de la Rheinische Vestfälische Elektrizitätswerke (empresa que, de hecho, extendía su influencia a toda Alemania Occidental), que conectaba el Ruhr con Baviera por un lado y con Prusia por el otro³¹.

También en España se pusieron las bases para una interconexión entre las diferentes zonas del país, separadas entre ellas geográficamente por barreras montañosas, divididas en el plano tecnológico por el predominio del hidroeléctrico o del termoeeléctrico y en cambio fuertemente unidas en su interior por unas estructuras oligopolistas impenetrables desde el exterior. En 1919, un comité del Ministerio de Industria redactó un proyecto de ley para la creación de una red nacional de distribución, pero la iniciativa se quedó como tal, probablemente por una insuficiente convicción por parte de los gobiernos que se sucedieron en los quince años siguientes, y tal vez también por los obstáculos que el mundo empresarial privado interpuso al proyecto público. El inicio real del proceso tuvo lugar poco antes del estallido de la Guerra Civil, con un acuerdo, esta vez gestionado en primera persona por los grupos privados, que reunía las redes regionales del norte con aquellas del centro. Quedaban excluidas del proyecto de interconexión Andalucía y Cataluña. Sin embargo, desde 1944 el proceso de creación de una red nacional conoció una aceleración con la constitución de la Unión Eléctrica, el organismo representativo de las empresas privadas y sobre todo, de la Empresa Nacional de Electricidad, (una empresa dependiente del Instituto Nacional de Industria, el *holding* público creado sobre el modelo italiano del IRI) con la que el Estado intentaba fomentar el desarrollo del sector eléctrico, juzgando evidentemente insuficiente cuanto estaba haciendo el sector privado³².

Conjuntamente a los programas para la interconexión sobre base nacional, se desarrollaron también proyectos de conexiones entre redes e intercambios de energía entre estados diferentes. Mientras Suiza seguía a la vanguardia en la venta de energía al extranjero (y durante la Segunda Guerra Mundial vendió energía también a la Alemania nazi, desarrollando un papel en absoluto secundario en los equilibrios energéticos de Alemania del sur)³³, el ejemplo sueco y danés fue rápidamente seguido por nuevos y más importantes proyectos. Entre 1921 y 1925 tres comisiones gubernamentales noruegas, danesas y suecas estudiaron bajo todos los aspectos un imponente proyecto de interconexión que habría conectado Noruega a Dinamarca tanto directamente, a través del Skagerrak, como vía tierra, a través de Suecia con el paso del estrecho del Ore Sund. Varios obstáculos se interpusieron a este proyecto, algunos generales de tipo financiero, otros creados por indefinidos ambientes económicos noruegos. Algunos años más tarde fue lanzada otra iniciativa todavía más ambiciosa, presentada también en la Segunda Conferencia Mundial de Energía, que pretendía crear una línea de alta tensión a 380 kV que conectase Noruega con Alemania. Los promotores pensaban que la cantidad de energía proporcionada (750.000 kW) hubiera compensado ampliamente los costes del proyecto que, además, tenía probablemente algún potente protector en Alemania. No obstante, tampoco esta segunda conexión fue realizada, con gran alivio por parte del Foreign Office que se había alertado ante este proyecto³⁴.

El proyecto más impresionante se anticipó durante la Segunda Conferencia Mundial de Energía, mantenida en Berlín en junio de 1930, por Oskar Oliven, gerente de Loewe Co. y Consejero de Administración de Sofina, el *holding* eléctrico más potente y cosmopolita desde el punto de vista de su composición accionarial, ya que incluía capitales belgas, franceses, alemanes, ingleses, holandeses y americanos. Este proyecto preveía la construcción de una red europea a 200 kV, pero con la posibilidad técnica de operar en un futuro a 400 kV, con la idea de crear tres grandes líneas longitudinales (Oslo-Berlín-Génova-Roma; Calais-París-Lisboa; Varsovia-Viena-Dalmacia) y dos grandes líneas que unieran el continente de Este a Oeste (Katowice-París y Rostov-Lyon), con una longitud total de 10.000 kilómetros. Tan sólo dos meses más tarde la idea de Oliven fue reafirmada por Dannie Heinemann, gerente de Sofina con un discurso realizado en Bruselas durante un convite ofrecido a los participantes del tercer congreso de Unipede. Si Oliven había ofrecido datos técnicos y financieros del proyecto (el coste total rondaba los dos mil millones de marcos), Heinemann lo enmarcó en un discurso más amplio sobre la necesidad de reequilibrar las economías de los diferentes países europeos, con la perspectiva de una Europa unida (Heinemann era también miembro de la Unión Paneuropea y la oficina económica de esta asociación, que tenía como presidente honorario a Aristide Briand y su sede en el domicilio legal de Sofina). El instrumento de esta operación tenía que ser la completa electrificación del continente:

La electricidad no está ligada al carbón. Ésta tiene el brazo largo. Se la puede enviar a donde sea, a las regiones más lejanas, y si con el bienestar creado por la electricidad aumentamos el poder de compra de centenares de millones de habitantes que viven fuera de la zona industrial de Europa, ayudaremos así a la Europa industrial del caballo de vapor a salir de la crisis en la que se debate. Y así, el desequilibrio creado por el caballo de vapor será suprimido por el Kilowatt³⁵.

El proyecto de Oliven-Heinemann fue asumido oficialmente por el gobierno belga, que en diciembre de 1930, propuso a la Sociedad de Naciones que lo añadiese en la agenda de la Comisión de Estudio para la Unión Europea. En esta sede fue analizado bajo el punto de vista técnico y financiero. Los mayores obstáculos vinieron por parte de los ambientes industriales, empezando por las empresas eléctricas belgas. Por otro lado, el origen del proyecto, Sofina e intereses alemanes, no entusiasmó a los franceses (que adelantaron dudas sobre las posibilidades técnicas de una red a 400 kV y temores sobre la efectiva rentabilidad de la enorme masa de capitales necesaria para realizar la red) ni a Unipede. En cierto sentido, el destino del proyecto estuvo marcado desde el principio, a pesar de que durante otros dos años se discutió sobre él en los organismos internacionales, en los ministerios y en las revistas especializadas del sector, antes de desaparecer del debate durante varias décadas. Un importante industrial eléctrico italiano, Giacinto Motta, jefe de Edison, la mayor empresa eléctrica europea del período de entreguerras, tachó aquel proyecto como puro «futurismo»: era todavía demasiado pronto para una operación de este tipo que, en aquel momento, no disponía de una adecuada estructura de costes y beneficios³⁶.

4.2 LA ELECTRIFICACIÓN RURAL

La segunda gran cuestión eléctrica que surgió en el período de entreguerras fue la electrificación rural. Antes, la electricidad había sido esencialmente un fenómeno urbano. Como se ha visto, también en los años veinte y treinta esta característica se confirmó, aunque tomó cuerpo el proyecto de llevar esta nueva forma de energía al campo. En este programa se mezclaban varios factores: la exigencia de promoción civil y social de las poblaciones agrícolas; el empuje de las clases dirigentes agrarias y del poder político, especialmente local, para una modernización del campo que les devolviese prestigio y poder; una especie de mesianismo tecnológico que, propugnando la mecanización de las actividades agrícolas, imaginaba una agricultura totalmente electrificada, llegando a idear maquinaria improbable o a proponer aplicaciones de la electricidad para las más diferentes actividades laborales que se desarrollaban en el campo. En cambio, la postura de las sociedades eléctricas a menudo no estaba en consonancia con estas exigencias.

Si por un lado había conciencia de las potencialidades de un mercado más amplio por explotar, por otro lado los costes de los proyectos desanimaban hasta a los más entusiastas. El movimiento para la electrificación rural —porque de movimiento puede hablarse— tomó impulso al acabar la Gran Guerra. Los resultados obtenidos no siempre fueron proporcionales a los proyectos y al empeño prodigado por parte de los sujetos interesados en la iniciativa. Un balance redactado a principios de 1937 por parte del *Edison Electric Institute Bulletin* se limitaba a registrar la importancia social de la electrificación rural y la contribución que había reportado, pero que sobre todo habría podido proporcionar en el futuro para estabilizar la población rural, deteniendo el éxodo hacia las ciudades. En lo que se refiere a las aplicaciones, aparte de la iluminación (que por sí sola no era económicamente proponible), el empleo de la electricidad en el trillado y el bombeo de agua había dado buenos resultados, mientras que el arado eléctrico no se desarrolló en ningún país. Los electrodomésticos eran bien aceptados (excepto el frigorífico que, por lo menos en Europa, no parecía obtener grandes éxitos en el campo) pero sus costes limitaban fuertemente la difusión, todavía más que en la ciudad.

Faltan datos precisos sobre la amplitud de las zonas y de los pueblos agrícolas electrificados. Los pocos datos disponibles dibujan un cuadro contradictorio: en los Estados Unidos, las granjas electrificadas a final de 1935 eran el 11% de media, pero en ciertas áreas del país (como New Hampshire, Massachusetts y California) se superaba con creces el 50%, mientras que en otras zonas no se superaba el 5% (como en los estados del sur y del centro); en el Reino Unido, alrededor de dos tercios de las viviendas rurales estaban electrificadas, pero en realidad se trataba a menudo de zonas urbanas, así que la cifra de 50.000 granjas electrificadas, correspondientes al 12% del total, representa mejor los resultados logrados en este país en el período de entreguerras; en Francia, los esfuerzos realizados habían permitido, ya en 1936, llevar la electricidad a tres cuartas partes de la población agrícola (y también al 97% de los ayuntamientos); un resultado análogo se había logrado en Hungría y Suecia, mientras en Holanda y Suiza el 98% de la población total vivía en casas conectadas a la red eléctrica³⁷.

En el campo, la propaganda se centró en la diversidad de usos de la energía eléctrica, anticipando propuestas a veces estafalarias. Si el punto principal se refería a la posibilidad de alimentar pequeños motores para las diferentes actividades, desde el esquileo de ovejas a la industria quesera, las propuestas de arar los campos con arados tirados por tractores accionados eléctricamente, de calentar con energía eléctrica el suelo o el aire de las viviendas o de ordeñar las vacas usando aparatos eléctricos, suscitaban mucha perplejidad. A éstas se añadían las preocupaciones conservadoras de los que, como los terratenientes ingleses, veían en la electricidad un elemento que alteraba la imagen del campo, un mundo agreste idílico que tenía que ser preservado de cualquier modificación, aunque sólo fuera superficial. Estas posiciones eran especulativas, pero no diferentes en

el fondo, de las tesis reaccionarias de los notables del campo francés, que veían en la electricidad el instrumento para salvar el mundo artesanal y agrícola del pasado, y así modernizarlo técnicamente manteniéndolo inmóvil en los equilibrios sociales. Es paradójico que ideas como éstas acabaran por parecerse a las de los grandes empresarios como Ford, partidarios, como ya se ha visto, de una *Green Republic* que promoviese las actividades artesanales y manufactureras a domicilio, una visión ecologista *ante litteram* de la distribución de las actividades productivas y de sus modalidades.

No es de extrañar que las empresas eléctricas de casi todos los países no mostraran especial entusiasmo respecto a los programas de electrificación rural. Los análisis de los costes de la inversión y de su rentabilidad parecían desalentar la iniciativa autónoma en este sector. Además, a menudo las autoridades políticas intervenían para imponer tarifas diferenciadas para las poblaciones rurales: todos ellos, factores que hacían que una eventual intervención de las empresas privadas en la electrificación rural se considerase como un «esfuerzo *contra natura*», para retomar una expresión empleada por un estudioso francés³⁸.

5 ESTADO E INDUSTRIA ELÉCTRICA: HACIA LA NACIONALIZACIÓN

Muchas de las vicisitudes de la industria eléctrica en Europa y Norteamérica en el período de entreguerras tienen su explicación en la presencia creciente de un sujeto institucional, el Estado, que interviene en las decisiones estratégicas del sector de una forma más intensa y bajo diferentes métodos (no sólo o principalmente con la actividad legislativa). Como hemos visto, la Primera Guerra Mundial constituyó una línea divisoria en diversos países, no sólo a nivel general, dado que el Estado asumió más responsabilidades en el ámbito económico, sino también en lo que se refiere a la industria eléctrica. La escasez de carbón hizo que la dimensión y complejidad del problema energético se convirtiera en interés de la mayor parte del mundo económico, y no sólo de algún economista erudito. Esto explica las múltiples intervenciones llevadas a cabo en muchos países durante y después del conflicto, destinadas a crear las condiciones para un mayor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Los aspectos destacados del intervencionismo estatal en el sector eléctrico fueron los programas para la interconexión y para la electrificación rural y del ferrocarril. Sin embargo, especialmente en los países que hasta 1914 habían sido catalogados como termoeléctricos, la expansión progresiva de la capacidad productiva hidroeléctrica fue, de alguna manera, una condición previa o un motivo suficiente para reclamar, también

de forma privada, algún tipo de intervención estatal incluso en países como los Estados Unidos, que siempre habían ensalzado el papel de la iniciativa privada en el sector de las *public utilities*³⁹.

Los industriales eléctricos más experimentados eran conscientes de la creciente contradicción de la escena en la que operaban. Por una parte, la electricidad se convertía en un servicio de carácter cada vez más público; la industria, con una estructura sólidamente organizada, exigía una coordinación a nivel nacional y la política de tarifas tenía que ajustarse continuamente a las exigencias económicas de cada gobierno. Por otra parte, las empresas comenzaban a agruparse en grandes grupos privados con un sistema accionarial que entregaba el poder a unas pocas personas, a pesar de la creciente difusión entre los ahorradores de los títulos eléctricos, altamente rentables, y al mismo tiempo las empresas eléctricas públicas demostraban que la propiedad privada no era un condicionante decisivo para la realización del servicio y su rentabilidad. En resumen, el asunto preocupaba especialmente, si bien en la Segunda Conferencia Mundial de Energía se presentaron un par de ponencias que recogían precisamente esta realidad contradictoria, sin ser capaces de imponer una elección, digamos, «neoliberal», ni de abrazar hasta el fondo la opción estadista⁴⁰.

Existía, además, un elemento que reunía todos los requisitos para ejemplificar la importancia no sólo económica, sino también política y simbólica de la energía eléctrica, y que por entonces suscitó actitudes que seguían aquella dualidad de posiciones: el primer intento de construir una economía socialista, perseguido en la Unión Soviética. El eslogan de Lenin, lanzado desde la tribuna de la conferencia del partido celebrada en Moscú en noviembre de 1920, según el cual «el comunismo significa el poder de los *soviet* unido a la electrificación de todo el país» y la importancia que el partido comunista y el gobierno soviético dieron a los programas para desarrollar esta industria tuvieron resonancia en todo el mundo. Los industriales del sector vieron con gran simpatía los programas para la electrificación de la Unión Soviética. Por una parte, significaba la confirmación de la relevancia estratégica del crecimiento de este sector para el conjunto de la economía, representada a nivel organizativo por la continuidad institucional de los organismos anteriores a la realización del programa de electrificación y de la sucesiva planificación de toda la economía, el Goerlo y el Gosplan. Por otra parte, el desarrollo del sector en un país que contaba con una enorme cantidad de recursos carboníferos e hidrológicos abría un amplio mercado para los constructores electromecánicos alemanes, americanos e ingleses. También fue creciente el interés de la prensa especializada, que dedicó mucho espacio a las acciones soviéticas en este campo y que en el caso de Inglaterra llegó a la publicación de una sección periódica, titulada *Russian Electrical Notes*, en la que se informaba a los lectores del avance de los programas y de las posibilidades de la exportación de material electrotécnico británico. En resumidas cuentas, durante

el período de entreguerras se mezclaron continuamente las ayudas interesadas (independientemente de la existencia o no de relaciones diplomáticas) y el sincero entusiasmo por los proyectos soviéticos (que incluso realizaban a veces los técnicos occidentales)⁴¹.

Durante los años treinta, por un lado el ambiente se hizo aún más propicio para las tesis estatistas y por otro, el debate se hizo menos pacífico, sobre todo en los Estados Unidos, donde estaba tomando forma el cambio más profundo de todo el sistema capitalista en lo referente a las relaciones entre Estado y economía. La crisis de 1929 y sus repercusiones, especialmente en el mundo laboral, empujaron a numerosos países a iniciar políticas de gobierno cada vez más intervencionistas, siguiendo un camino indicado también por organismos supranacionales como la Sociedad de Naciones. A menudo, la ejecución de obras públicas se consideró la solución más adecuada y menos dolorosa para reactivar el ciclo económico. En este escenario, el sector eléctrico volvió a jugar un papel decisivo, tanto por la importancia de las inversiones que en él se efectuaban, como por la contribución directa que podía realizar en la mejora de las condiciones sociales y civiles de amplios sectores de la población ⁴².

El ejemplo más famoso, en parte por el impacto que tuvo en el imaginario colectivo de millones de personas, fue sin duda la serie de proyectos y obras de la Tennessee Valley Authority (T.V.A.), una de las numerosas agencias estatales creadas bajo la administración Roosevelt para relanzar la economía americana. En el corazón de la cima del sistema capitalista, que había sido también la más afectada por la crisis, la electricidad se convirtió en el símbolo que reactivaría un motor cuyo funcionamiento tenía serios problemas; era tan sólo la última de las muchas imágenes que el fluido eléctrico había asumido desde su aparición. Visto el valor político que Roosevelt dio a la T.V.A. Act, una de las leyes surgidas en los primeros cien días de su mandato y considerando el impacto propagandístico que tuvo este hecho, no sorprende que después de un tiempo la industria privada reaccionase con violencia inusitada a los planes del presidente. El ambiente que se respiraba no era el más favorable para la iniciativa privada: recordemos, centrándonos en el sector eléctrico, que en 1935 el gobierno aprobó una ley que ponía limitaciones a la actividad de los *holding*. Este resentimiento (cuyo eco, como ya señalamos, se sintió incluso durante los debates de la Tercera Conferencia Mundial de Energía, celebrada en Washington en 1936) se expresó en una campaña nacional de la prensa contra la T.V.A., a la que sus defensores, en cambio, veían como la mejor barrera contra el colectivismo y el individualismo; el primero se había experimentado en Rusia pero el mundo occidental lo rechazaba y el segundo era considerado el responsable último de la gran crisis del 29. Las tensiones, que dividieron internamente la T.V.A. en dos grupos: quienes veían en ella un instrumento de transformación social y quienes en cambio la consideraban sólo una infraestructura para alentar la iniciativa privada, desembocaron en una acusación de inconstitucionalidad de la ley que había instituido la agencia. En 1939,

la Corte Suprema finalmente dio la razón a Roosevelt, pero el entusiasmo por el impulso y el carácter innovador y transformador de la T.V.A. ya se había perdido⁴³.

Mientras tanto, en Europa, sobre todo en Francia y Gran Bretaña, la repercusión de este hecho se mezcló con las cuestiones internas, y la vuelta o la llegada por primera vez de los partidos socialistas al gobierno amplió el área de intervención pública en la economía, especialmente en el sector servicios. La breve experiencia del Frente Popular en Francia sentó las bases para un primer debate político y teórico serio sobre la nacionalización del gas, la electricidad y el transporte (el único resultado positivo fue la nacionalización del ferrocarril en 1938), así como para el relanzamiento de las construcciones hidroeléctricas, lo que contrastaba con las aspiraciones tecnocráticas de muchos de los dirigentes de la industria eléctrica⁴⁴.

Las reflexiones posteriores, maduras durante la guerra por los partidos socialistas, socialdemócratas y comunistas, y la progresiva difusión de las recetas keynesianas entre el mundo económico y el político, desembocaron en una sucesiva aceleración y extensión de la esfera pública en la economía, con unas modalidades diferentes entre cada país que se resentían de los distintos planteamientos que los partidos de izquierdas quisieron dar al concepto de *welfare state*. Mientras que en Europa oriental la afirmación de las democracias populares y de los regímenes que seguían el modelo soviético cerró la experiencia de la iniciativa privada en todos los campos de la economía, en Europa occidental las mayores novedades llegaron de Francia y Gran Bretaña, donde, entre 1946 y 1948, se nacionalizó la industria eléctrica. Finalmente, la racionalización económica y las decisiones políticas parecían estar de acuerdo sobre un asunto que había suscitado tantas discusiones en las décadas precedentes.

6 LOS SEGUNDOS SESENTA AÑOS

Después de la Segunda Guerra Mundial, todos los sectores de la economía mundial han cambiado de forma relevante. Los procesos de liberalización económica y comercial han llevado progresivamente a la situación actual, cuyo rasgo más notable es la globalización, un fenómeno que tiene caracteres y contenidos económicos, industriales, monetarios, financieros, sociales y culturales. Seguramente, la industria eléctrica y todo lo que la rodea también ha cambiado, pero no en la misma medida. La producción de energía eléctrica ha ido aumentando a gran ritmo después del final de la Segunda Guerra Mundial: entre 1950 y 1985, la energía total calculada en TEC (tonelada equivalente de carbón) por 1000 habitantes ha pasado en Norteamérica de 6904 a 8508 TEC; en Europa occidental, de 1266

a 2495 TEC; en Sudamérica, de 997 a 1508 TEC; en Asia, de 182 a 767 TEC; en Oceanía, de 1512 a 7412 TEC. Aunque el progreso se haya difundido a todos los continentes, siguen existiendo diferencias importantes⁴⁵.

Si no entramos en los pormenores de los progresos registrados en las diversas aplicaciones es porque estamos convencidos de que, en este sector, en los últimos sesenta años no han existido novedades tan importantes como las de las primeras décadas que siguieron a la afirmación de la luz eléctrica.

La industria eléctrica en Europa occidental ha representado un factor importante de la recuperación económica post-bélica. El rasgo común a los países europeos ha sido la modificación progresiva de las fuentes de aprovisionamiento energético para la producción de energía eléctrica. El giro más relevante se dio en los años cincuenta con el inicio de la producción de electricidad mediante el empleo de las centrales nucleares. El discurso del presidente americano Eisenhower a las Naciones Unidas en 1954, centrado en el tema de los «Átomos para la Paz» y cargado de significados políticos y simbólicos, volvía a poner de manifiesto el valor enorme que el imaginario colectivo atribuía a la energía eléctrica. Ahora, la energía atómica, el arma de destrucción masiva que había demostrado sus terribles posibilidades en agosto de 1945, podía ser controlada y reconducida hacia fines pacíficos⁴⁶.

Las esperanzas y expectativas para un mundo finalmente más libre y justo parecían indisolublemente ligadas a esta nueva forma de producir energía eléctrica, pero en la transición hacia esta nueva etapa de la producción eléctrica, las diferentes culturas técnicas nacionales y las distintas políticas energéticas se enfrentaban, dejando un amplio espacio a soluciones intermedias. La euforia inicial dejó paso a un conjunto de consideraciones mucho más apremiantes y vinculantes que marcaron en profundidad el desarrollo a nivel nacional del «proyecto» energético nuclear⁴⁷.

En el ámbito europeo, además, el impulso inicial, en el que se entremezclaban exigencias de carácter energético con compromisos de orden político y tecnológico, y el entusiasmo de los años cincuenta se enfriaron rápidamente. El Euratom nunca consiguió funcionar como una auténtica agencia europea en el campo atómico, aunque de ella nacieron iniciativas de enorme importancia a nivel tecnológico y científico, como las actividades que se llevan a cabo en el Consejo Europeo para la Investigación Nuclear (CERN) de Ginebra⁴⁸. Si se afronta directamente la cuestión de las políticas energéticas en Europa, el panorama no es precisamente halagüeño. Los perfiles de los consumos energéticos de los diferentes países miembros de la Comunidad, hoy Unión Europea, siguen siendo muy diferentes. Las exigencias ligadas a la defensa de los intereses nacionales y unas culturas energéticas consolidadas durante décadas han provocado que cualquier progreso encaminado hacia una verdadera política común resulte un trabajo arduo. Sin embargo, a principios de los años noventa vuelve a ponerse de actualidad, en el ámbito eléctrico, el proyecto de creación y puesta en marcha de una red eléctrica europea, tal y como

había sucedido en el período de entreguerras. También es muy significativo que, en el fondo, con la nueva propuesta de una red europea interconectada desde Lisboa al lago Baikal, avanzada en noviembre de 1992 durante una reunión de Eurelectric, la asociación de los entes eléctricos de la CEE y de los países del ex bloque soviético haya retomado los mismos argumentos de Heinemann: moderar las instalaciones de la Europa centro-oriental, ayudando así a estos países en el camino de la reconstrucción económica, y suministrar a las empresas electromecánicas de la Comunidad un nuevo mercado de trabajo, que contribuya a relanzar la economía de la Europa occidental⁴⁹.

La utilización racional y eficiente de los recursos disponibles seguía siendo una prerrogativa indisoluble incluso ante la fascinación de la nueva frontera tecnológica en el campo energético. La fase de transición que se abría en los años cincuenta no sería monocorde, porque en los diferentes países el panorama de los operadores era amplio y articulado: empresas privadas organizadas en grupos coordinados entre ellos convivían en Europa con realidades en las que, en cambio, la presencia pública estaba consolidada desde hacía tiempo (pensemos no sólo en las nacionalizaciones inglesas y francesas de 1946 o a la italiana de 1962, sino también en empresas municipales o regionales como las de Alemania Occidental) o se había afirmado de forma traumática como en la Europa centro oriental, donde se seguía el modelo económico y social soviético. De hecho, unos cálculos a veces muy sofisticados, y otras muy simples, estaban diseñando un continente europeo que no renegaba de ninguna fuente energética del pasado (como el carbón), pero que se movía hacia una pluralidad que englobaba el petróleo (especialmente los residuos de la refinación), así como el gas y otras fuentes como la energía eólica y, en general, aquellas renovables.

Si limitamos estas observaciones a los mayores países de la Europa occidental, el cuadro que surge es bastante diferenciado (los datos son del 2001): Francia es, con diferencia, el país con la mayor contribución de producción nuclear con el 81% del total, respecto al 31% en Alemania, al 22% en Gran Bretaña o al 28% en España, mientras que en Italia, después de un referéndum celebrado en 1987 bajo la influencia del desastre de Chernobil, no existe ninguna producción de tipo atómico. En cambio, el gas ha ganado terreno justamente en Italia, donde ya representa la fuente energética más importante con el 38%, un dato inferior sólo al de Gran Bretaña, el 42%, mientras que en Alemania, España y Francia el porcentaje se encuentra por debajo del 10%; naturalmente, el carbón no es una fuente que se haya abandonado, si pensamos que en Alemania representa el 51%, en España el 36% y en Gran Bretaña el 32% de la aportación al paquete energético nacional; las energías renovables comienzan a adquirir cierto peso, si consideramos que en Italia ya constituyen el 20% y en España el 18% de las fuentes energéticas. En resumidas cuentas, pasado y futuro conviven en un equilibrio dinámico que presenta innegables ventajas para algunos países, mientras que para otros el saldo energético sigue

siendo deficitario en el plano comercial. Sustancialmente, entre los grandes países de Europa sólo Gran Bretaña tiene un balance positivo, ya que consigue exportar una parte importante de su producción energética⁵⁰.

En Europa, con excepción de Italia, Noruega y Portugal, la presencia de centrales nucleares constituye un elemento consolidado dentro del panorama productivo. Pero ningún otro país (según datos del verano del 2004) tiene tantas centrales atómicas como Francia: 59, poco menos de la mitad de la suma total de las centrales existentes en el resto del continente (121 en total), si excluimos la Federación rusa. También es cierto que desde hace años no se construyen nuevas centrales eléctricas nucleares y que las únicas que están actualmente en construcción se encuentran en Rumanía y en Finlandia. Al contrario de lo que podría creerse, este estancamiento no es atribuible a incidentes como el de 1979 en Three Miles Island, Estados Unidos, o al de la primavera de 1986 en Chernobil, Ucrania, ni tampoco a la seguridad de las propias centrales, ya que en este último caso las causas fueron muy especiales. De hecho, algunos estudiosos sostienen que sólo con que no se hubiese dado una de ellas, habría sido suficiente para impedir que las otras tres desencadenasen el proceso. Más bien, parece que el freno a la construcción de nuevas instalaciones se deba a problemas ligados a la destrucción de residuos, así como a los costes. Además, la investigación a nivel internacional va encaminada hacia una nueva generación de centrales, dotadas de un sistema denominado European Pressurized Reactor, un reactor de agua presurizada que actualmente domina el mercado. En Finlandia se está construyendo uno con una potencia instalada de 1.600 MW, con un coste presupuestado en 3.000 millones de euros. Desde luego, no se puede negar que haya tenido un fuerte impacto en la opinión pública. Sin embargo, la consecuencia más destacada ha sido la puesta en marcha de un atento examen crítico de los sistemas de control y las normativas para aumentar su eficacia y eficiencia. De todos modos, aunque en Europa la situación se ha ralentizado, en el resto del mundo hay más de cincuenta instalaciones en construcción, una cifra todavía elevada pero no tan alta como la del año 1980, con cien instalaciones⁵¹.

La cuestión atómica no ha sido la única novedad de la segunda posguerra. De una forma u otra, las nacionalizaciones han puesto fin a la unión entre los constructores de maquinaria eléctrica, las sociedades especializadas para la financiación de la industria eléctrica y compañías eléctricas. En la mayoría de los casos, el esquema seguido con éxito por los mayores constructores americanos y europeos (General Electric, Westinghouse, AEG, Siemens, y Brown Boveri) se extinguió justo después de la Segunda Guerra Mundial y duró excepcionalmente hasta principios de la década de los sesenta. El proceso de electrificación en aquellas regiones que hasta entonces habían sido excluidas o involucradas en menor grado en dicho proceso, se desarrolló recurriendo a otras instituciones internacionales, como el Banco Mundial, y también operando en el mercado inter-

nacional de capitales. Las mayores obras de ingeniería civil tuvieron lugar en países del Tercer Mundo, sobre todo en Asia, Sudamérica y, en menor medida, en África. Tales operaciones, realizadas en algunos casos en países que habían recuperado hacía poco su independencia, lo que les hacía especialmente sensibles a la retórica de la autosuficiencia energética, se llevaron a cabo por motivos de prestigio más que por argumentos de compatibilidad económica de balance.

Durante los últimos diez o quince años, el sector eléctrico, como otros elementos del sector servicios, ha sufrido un proceso conjunto de liberalización del mercado y de privatizaciones. La retirada de la mano pública en todas sus formas (de las empresas municipalizadas a las grandes empresas eléctricas nacionales) se ha visto acompañada de fenómenos en nada originales. Grandes empresas eléctricas han comenzado a operar como auténticas multinacionales, adquiriendo el control de cuotas significativas de empresas de países limítrofes, pero también de otros más lejanos. Es el caso, por ejemplo, de Électricité de France, que ha entrado en la mayor empresa italiana de capital privado, Edison, con una operación que alcanzó sólo después de otras intervenciones que le proporcionaron importantes cuotas (incluso la mayoría absoluta en algunos casos) de empresas en Suiza, España, Portugal, Gran Bretaña, Alemania, Hungría, Austria y Suecia. También es el caso del principal operador italiano, ENEL, que recientemente se ha asegurado el control de una sociedad eslovaca propietaria de instalaciones nucleares, o de las mayores sociedades alemanas, muy activas en la Europa oriental, especialmente en los países que recientemente han entrado a formar parte de la Unión Europea, y también es el caso del capital español, que ha vuelto a interesarse activamente por negocios eléctricos en Sudamérica⁵². Existe la opinión generalizada de que la liberalización y la privatización habrían llevado más eficiencia a un sector estancado desde hacía décadas, con ventajas evidentes para pequeños y grandes consumidores. Probablemente aún es pronto para dar una respuesta real a esta hipótesis. En este sector la eficiencia se mide según criterios que ante todo tienen en cuenta la seguridad en las instalaciones y en la red de distribución, así como en el momento mismo de utilizar la energía. Más allá de los riesgos ligados a las instalaciones atómicas, sobre las que existe una amplia literatura que no comparten técnicos y científicos, pero que tiene que enfrentarse a una realidad de accidentes (si bien escasos), los riesgos más notables atienden hoy a otros parámetros que en algunos aspectos son intrínsecos al extraordinario desarrollo de la industria eléctrica en todo el mundo. En lo que concierne a la utilización de la energía eléctrica, el auténtico peligro que acecha a las modernas sociedades de masas es el aumento de los consumos que conllevan el crecimiento de la población del planeta y el cambio en los modelos de vida. Los nuevos estilos de vida, que sólo en parte tienen que ver con los cambios climáticos acaecidos en las últimas décadas (el recalentamiento del planeta y el agujero en la capa de ozono, si llegaran a demostrarse, cosa que todavía hoy divide a los expertos) pero que proponen modelos exportados por

los Estados Unidos (por ejemplo, el uso masivo de aparatos de aire acondicionado, que causan a menudo pequeños apagones) representan el mejor ejemplo de hasta qué punto la energía eléctrica es neutral respecto a los *input* de consumo: no se consume más porque haya más energía disponible, sino al contrario. Respecto a cualquier otro producto, la energía eléctrica tiene una sola limitación importante: no puede almacenarse; por otro lado, su producción puede aumentarse o disminuirse según las necesidades de consumo de uno o más países, dados los vínculos que unen hoy en día a grandes productores, países exportadores de energía (como Suiza, Francia y Noruega) y algunos países limítrofes que han dejado de ser autosuficientes a nivel energético. Como demostró el último apagón de cierta importancia, el sucedido en Italia en el verano de 2003, el motivo básico desencadenante de la interrupción del flujo de corriente puede ser la falta de información entre los diferentes operadores. Es más, el mismo suceso puso de manifiesto cómo el origen de la cadena de hechos —que los técnicos de los diferentes países no supieron gestionar con la inmediatez necesaria— residía en la simple caída de un árbol sobre una línea de alta tensión. Un árbol, es decir, la naturaleza, es capaz de recordarnos la fragilidad del equilibrio entre producción y consumo que hemos ido construyendo en la segunda mitad de la historia de la industria eléctrica.

Notas

- 1 Ford (1992), p. 31.
- 2 «Electricity Enshrined» (1929), pp. 347-350.
- 3 Véanse Feldman (1966); Blanchard (1924); Banal (1991), pp. 892-934; Hannah (1979); Mori (1977), pp. 141-217; Hughes (1983).
- 4 Véanse *Les ingénieurs de la crise* (1986) y Salsano (1987).
- 5 Véanse *The Transactions of the First World Power Conference* (1924), p. 1809; Bozell (1924), pp. 161-167; *Electrical World* 2-8-1924, pp. 211-215; *La première Conférence mondiale de l'énergie* (1924), pp. 449-450.
- 6 Véanse Einstein (1930-1931), pp. 1-5; Eddington (1930-1931), pp. 53-64; Morrow (1930), p. 1319; 28-6-1930, pp. 1322-1326; «The World Power Conference» (1930), pp. 1191-1193; *Electrical World*, 4-7-1930, pp. 3-4; Mumford (1934).
- 7 Véase «World Power Conference» (1936), pp. 3-4; «Impressions of the Washington» (1936), pp. 441-442.
- 8 El primer artículo de una revista especializada que habla de la cuestión es «Electrical Transmission of Pictures», en *Electrical World*, 14-6-1924; para una síntesis de los problemas y de las etapas iniciales de la televisión véase Ohlman (1990), pp. 744-746.
- 9 Para un cuadro completo de las novedades en este sector en vísperas de la Segunda Guerra Mundial véase Morgan Davis (1939).
- 10 Véanse Muller-Hillebrand (1935), pp. 417-420; C. F. (1924), pp. 32-38; Witte (1938), pp. 1373-1378 y 1404-1407.
- 11 Véanse «60.000-KW. Turbo-Generator for Lakeside» (1929), pp. 381-82; «Status of Mercury Boilers» (1925), pp. 607-08; Rikli (1930-1931), pp. 269-80; Kloss (1932), pp. 338-355; «Building First 220.000 Volt Transformers» (1921), pp. 301-303; «The New 130.000-Volt Pirelli Cable» (1925), pp. 603-605; «First 220-Kv Cable» (1937), pp. 50-52.
- 12 Véase «220.000 Volt Transmission» (1919), pp. 1368-1371.
- 13 Véanse «Co-ordinating Steam» (1923), pp. 1083-1086; Dunn (1928); Harza (1931); Irwin y Justin (1932), pp. 240-45.

- 14 Véase Fruehling (1935), p. 1088.
- 15 Minnaert (1992), p. 79; «The Electrical Industry and the Architect» (1929), pp. 938-939.
- 16 «Electrical Advertising Means Business» (1931), pp. 550-553; «Facteurs à considérer» (1922), pp. 326-328 (este artículo es el resumen de una intervención de C.- A. Atherton aparecido en el número del 21-11-1921 de *Transaction of the Illuminating Engineering Society*); «Using the Eiffel Tour» (1925), p. 582.
- 17 Véase *Electrical World* (1939), pp. 83 y 85.
- 18 Véanse «Electrical Developments in Industry» (1934), pp. 51-56; «How Industry Electrifies» (1934), pp. 28-29 y 66; Hughes (1983), pp. 333-335.
- 19 Véase Waite y Clough (1930-1931), pp. 474-493; Dale (1931), p. 950.
- 20 Véase Bouneau (1995), pp. 124-145.
- 21 Véase Segreto (1993), pp. 352-355.
- 22 Véase Unipede (1939), pp. 11-13.
- 23 Véase Sofina (1937). El documento contiene el texto del informe del jefe de Sofina, Dannie Heinemann, con el titular «Le développement de la demande d'énergie électrique», que contiene todos los datos señalados en el texto.
- 24 Véase Aron (1986), pp. 180-185.
- 25 Véase Perrot (1985), pp. 175-183; véase también Beltran y Carré (1991), pp. 250-254.
- 26 Véase Segreto (1993), pp. 360-361.
- 27 Véase la relación de Heinemann a los accionistas de Sofina, «Le développement de la demande d'énergie électrique», en Sofina (1937).
- 28 Ott (1987), pp. 135-149; Kaijser (1987), p. 276; Garnier (1924).
- 29 Véanse Morsel (1987), pp. 100-117; Bouneau (1994) y Beltran (1994).
- 30 Véase Hannah (1979).
- 31 Véase Hughes (1983), pp. 409-413.
- 32 Véanse Paul (1919), pp. 122-123; Sudrià (1990), pp. 167-176; Amigo Ramón (1992), n.º 2, pp. 129-136.
- 33 Véase Kleisl (2001).
- 34 Véanse «Inter-Scandinavian Superpower Project» (1923), pp. 963-964; Angelo y Rung (1924), pp. 472-483 y Kaijser (1987), p. 278. Hasta 1963 no se formó Nordel, el organismo en el cual participan Noruega, Suecia, Finlandia y Dinamarca para el intercambio de energía (*ibidem*, pp. 282-283); Stue-
- vold-Hansen, Kinck y Norstrand (1930-1931), pp. 21-30.
- 35 Véase Oliven (1930-1931), pp. 30-39; Unipede (1930), vol. I, pp. 252-257 (la citación se encuentra en la página 257).
- 36 Véase Segreto (2004), p. 248-249.
- 37 Véase Unipede (1937), pp. 24-29, que recoge las informaciones publicadas en el número de marzo de 1937 del *Edison Electric Institute Bulletin*; datos específicos para los Estados Unidos en «How Stands Rural Electrification» (1932), pp. 961-965; para Francia, véase «Rural electrification in France» (1936), p. 198; para Inglaterra, véase Hannah (1979), p. 192.
- 38 Véase Nadau (1995).
- 39 Véase Merrill (1923), pp. 812-814.
- 40 Véase Szilas (1930-1931), pp. 222-232; Riehl (1930-1931), pp. 252-264.
- 41 Sobre las relaciones entre electrificación y desarrollo económico soviético véase Carr (1964), pp. 774 y ss.; Davies (1967), pp. 285-307; Schlesinger, pp. 308-325; en especial, sobre los programas para la electrificación véanse las redacciones oficiales presentadas a la Primera Conferencia Mundial sobre la Energía de Kogan (1924), vol. I, pp. 117-1183; Conseil électrotechnique central (1924).
- 42 Véase «Public Works Schemes» (1935), p. 354, véase también, como ejemplo, Edie (1935), pp. 91-93.
- 43 Chandler (1984); TVA: *Fifty years of Grassroots Bureau* (1983); Talbert (1987); Nye, (1990), pp. 287 y ss.
- 44 Morsel (1989), pp. 45-49; sobre los empresarios eléctricos franceses del período véanse Kuisel (1967), Morsel (1983), pp. 339-352 y Morsel (1991), pp. 31-60.
- 45 Véase Etamad y Luciani (1991), pp. 243-272.
- 46 Véanse *Atoms for peace* (1990) y Burn (1967).
- 47 Véanse Goldschmidt (1962) y Burli (2000).
- 48 Véase *L'énergie nucléaire en Europe* (1994).
- 49 Lonardi (1992), p. 48.
- 50 Los datos son de la Dirección de Energía y Transportes de la Comisión Europea y reelaborados por Eurostat.
- 51 Véase Colombo (2002), pp. 23-24.
- 52 Véanse Muchetti y Pilati (2001), p. 182 y Agnoli (2005).

- «220.000 Volt Transmission an Immediate Possibility» (1919), en *Electrical World*, 28-6-1919, pp. 1368-1371.
- «60.000-KW. Turbo-Generator for Lakeside» (1929), en *Electrical World*, 23-2-1929, pp. 381-382.
- 1880-1980. *Un siècle d'électricité dans le monde* (1987), P.U.F., París.
- Agnoli, S. (2005), «L'Enel torna all'attacco con le centrali slovacche», en *Il Corriere della Sera*, 21-1-2005.
- Amigo Román, P. (1992), «La formación del mercado eléctrico nacional en España: la aportación de Castilla y León», en *Cuadernos de Economía de Castilla y León*, n.º 2, pp. 129-136.
- Angelo, R. A., y Rung, W. M. (1924), «Transmission of Electric Power from Norway to Denmark», en *The Transactions of the First World Power Conference* (1924).
- Aron, A. (1986), «L'organizzazione del lavoro domestico fra le due guerre», en *Il progetto moderno. La casa dell'uomo: archetipi e prototipi*, dirigido por Georges Teyssot, XVIII Triennale di Milano, Electa, Milán, pp. 180-185.
- «Architectural Illumination» (1929), en *The Electrical Review*, 24-5-1929, pp. 938-939.
- Atoms for peace. Dwight Eisenhower's Address to the United Nations* (1990), N.A.R.A., Washington D.C.
- Banal, M. (1991), «L'électricité pendant la première guerre mondiale», en Caron, F., y Cardot, F. (dirs.), *Histoire générale de l'électricité en France*, Association pour l'histoire de l'électricité en France, t. I, *Espoirs et conquêtes 1881-1918*, Fayard, París, pp. 892-934.
- Beltran, A. (1994), «L'interconnexion dans la région parisienne avant 1946», en *Les réseaux électriques et les installateurs des origines à nos jours*, Presses Universitaires de France, París.
- Beltran, A., y Carré, P. A. (1991), *La fée et la servante. La société française face à l'électricité XIXe-XXe siècle*, Belin, París.
- Blanchard, R. (1924), *Les forces hydroélectriques pendant la guerre*, Presses Universitaires de France, París.
- Bouneau, A. (1994), «La croissance des réseaux de transport d'énergie en France de 1919 à 1946», en *Les réseaux électriques et les installateurs des origines à nos jours*, P.U.F., París.
- Bouneau, C. (1995), «Le financement de l'électrification ferroviaire en France de 1900 à 1937», en *Le financement de l'industrie électrique en France*, P.U.F., París, pp. 124-145.
- Bozell, H. V. (1924), «World Power Conferences Notes», en *Electrical World*, 26-7-1924, pp. 161-167; 2-8-1924, pp. 211-215.
- «Building First 220.000 Volt Transformers» (1921), en *Electrical World*, 5-2-1921, pp. 301-303.
- Burli, B. (2000), *Il progetto nucleare italiano (1952-1964). Conversazioni con Felice Ippolito*, Soveria Mannelli, Rubettino.
- Burn, D. (1967), *The Political Economy of Nuclear Energy*, Institute of Economic Affairs, Londres.
- C. F. (1924), «Les conditions des essais de tension de contournement sous pluie des isolateurs des lignes aériennes», en *Revue Générale de l'Électricité*, 5-7-1924, pp. 32-38.
- Carr, H. (1964), *Storia della Russia sovietica. La rivoluzione bolscevica 1917-1923*, Einaudi, Turín.
- Chandler, W. U. (1984), *The Myth of TVA*, Ballinger, Cambridge Massachusetts.
- Colombo, U. (2002), «Il nucleare e le fonti energetiche rinnovabili», en *Storia dell'economia mondiale. 6. Nuovi equilibri in un mercato globale*, dirigido por Valerio Castronovo, Laterza, Roma-Bari, pp. 23-24.
- Conseil électrotechnique central (1924), «Aperçu sur la production et la distribution de l'énergie électrique dans l'Union des Soviet-Républiques Socialistes», en *The Transactions of the First World Power Conference* (1924), vol. III, pp. 598-649.
- «Co-ordinating Steam and Hydro Operation» (1923), en *Electrical World*, 12-5-1923, pp. 1083-86.
- Dale, V. W. (1931), «Industrial Electrification. Selling more Electricity to Factories and Workshops», en *The Electrical Review*, 25-12-1931, p. 950.
- Davies, R. W. (1967), «Aspects of Soviet Investment Policy in the 1920s», en C.H. Feinstein (ed.), *Socialism, Capitalism and Economic Growth, Essays presented to Maurice Dobb*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 285-307.
- Dunn, C. P. (1928), «Relation Between Steam and Hydro generation», en *Electrical World*, 21-4-1928.
- Eddington, A. S. (1930-1931), «Subatomic Energy», en *Gesamthericht, Zweite Weltkraftkonferenz*, Berlín, vol. XIX, pp. 53-64.
- Edie, L. D. (1935), «Place of Electricity in National Recovery», en *Electrical World*, 30-3-1935, pp. 91-93.

- Einstein, A. (1930-1931), «Das Raum-, Feld- und Ather-Problem in der Physik», en *Gesamthericht, Zweite Weltkraftkonferenz*, Berlín, vol. XIX, pp. 1-5.
- «Electrical Advertising Means Business» (1931), en *Electrical World*, 21-3-1931, pp. 550-553.
- «Electrical Developments in Industry» (1934), en *Electrical World*, 6-1-1934, pp. 51-56.
- «Electrical Transmission of Pictures» (1924), en *Electrical World*, 14-6-1924.
- Electrical World*, 14-1-1939, pp. 83 y 85.
- «Electricity Enshrined» (1929), en *Electrical World*, 16-2-1929, pp. 347-350.
- Etemad, B., y Luciani, J. (1991), *World Energy Production, 1800-1985*, Droz, Ginebra.
- «Facteurs à considérer pour l'établissement des enseignes lumineuses électriques» (1992), en *Revue Générale de l'Électricité*, 2-9-1922, pp. 326-328.
- Feldman, G. D. (1966), *Army, Industry and Labor in Germany 1914-1918*, Princeton University Press, Princeton.
- «First 220-Kv Cable» (1937), en *Electrical World*, 13-3-1937, pp. 50-52.
- Ford, H. (1992), *Il mio amico Edison*, Turín.
- Fruehling, H. F. (1935), «Tagung der Internationalen Beleuchtungskommission vom 1. bis 10. Juli 1935», en *Elektrotechnische Zeitschrift*, 3-10-1935, p. 1088.
- Garner, E. (1924), «Importation en France d'énergie étrangère et situation de la houille blanche en Suisse», en *Revue générale d'électricité*, 5-7-1924.
- Goldschmidt, B. (1962), *L'aventure atomique. Ses aspects politiques et techniques*, Fayard, París.
- Hannah, L. (1979), *Electricity Before Nationalisation. A Study of the Development of the Electricity Supply Industry in Britain to 1948*, MacMillan Press, Londres.
- Harza, L. F. (1931), «European Hydro Practice Through American Eyes», en *Electrical World*, 28-1-1931.
- «How Industry Electrifies» (1934), en *Electrical World*, 1-9-1934, pp. 28-29 y 66.
- «How Stands Rural Electrification» (1932), en *Electrical World*, 28-3-1932, pp. 961-965.
- Hughes, T. P. (1983), *Networks of Power. Electrification in Western Society, 1880-1930*, The Johns Hopkins University Press, Baltimore.
- «Impressions of the Washington Conference» (1936), en *The Electrical Review*, 2-10-1936, pp. 441-442.
- «Inter-Scandinavian Superpower Project» (1923), en *Electrical World*, 10-11-1923, pp. 963-964.
- Irwin, K. M. y Justin, J.D. (1932), «Economic Balance Between Steam and Hydro», en *Electrical World*, 20-8-1932, pp. 240-245.
- Kaijser, A. (1987), «Obstacles to International Collaboration: the Emergence of the Nordic Power Exchange», en 1880-1980. *Un siècle d'électricité dans le monde*, Presses Universitaires de France, París, p. 276.
- Kleisl, J.-D. (2001), *Électricité suisse et Troisième Reich*, Berna.
- Kloss, M. (1930-1931), *Construction de générateurs à grande puissance, de transformateurs et d'autres machines électriques*, en *Gesamthericht, Zweite Weltkraftkonferenz*, Berlín, vol. XII, pp. 338-355.
- Kogan, A. (1924), «Le plan d'électrification de la Russie», en *The Transactions of the First World Power Conference* (1924), vol. 1, pp. 1171-1183.
- Kuisel, F. (1967), *Ernest Mercier. French Technocrat*, University of California Press, Berkley-Los Angeles.
- L'énergie nucléaire en Europe. Des origines à Euratom* (1994), M. Dumoulin, P. Guillen, M. Vaisse (comp.), Peter Lang, Berna.
- «La première Conférence mondiale de l'énergie (The World Power Conference)» (1924), en *Revue Générale de l'Électricité*, 20-9-1924, pp. 449-450.
- Les ingénieurs de la crise: titre et profession entre les deux guerres* (1986), Éditions de l'École des Hautes Études en Sciences Sociales, París.
- Lonardi, G. (1992), «L'Europa elettrica fa il primo passo verso una rete unica», en *La Repubblica*, 26-11-1992, p. 48.
- Merrill, O. C. (1923), «State Responsibility in Water-Power Development», en *Electrical World*, 20-10-1923, pp. 812-814.
- Minnaert, J.-B. (1992), «1930. Créer avec la lumière», en *Architectures de l'électricité*, Norma-Fondation l'Électricité de France, París, p. 79.
- Morgan Davis, C. (1939), «Electricity and Health», en *The Electrical Review*, 9-6-1939.
- Mori, G. (1977), «La guerre parallèle. L'industria elettrica in Italia nel periodo della grande guerra (1914-1919)», en *Il capitalismo industriale in Italia. Processo di industrializzazione e storia d'Italia*, Editori Riuniti, Roma, pp. 141-217.
- Morrow, L. W. W. (1930a), «Berlin Conference Stimulating», en *Electrical World*, 28-6-1930, pp. 1322-1326.
- Morrow, L. W. W. (1930b), «The World Power Conference. A Disarmament Treaty», en *Electrical World*, 28-6-1930, p. 1319.

- Morsel, H. (1987), «Panorama de l'histoire de l'électricité dans la première moitié du XXe siècle», en *1880-1980. Un siècle d'électricité dans le monde* (1987), pp. 100-117.
- Morsel, H. (1983), «Position idéologique et comportement d'un dirigeant d'une grande entreprise dans la moitié du XXème siècle», en *Entreprises et entrepreneurs XIX-XXème siècle*, Presses de l'Université de Paris Sorbonne, Paris, pp. 339-352.
- Morsel, H. (1989), «Modelli ed esperienze della nazionalizzazione in Francia», en *La nazionalizzazione dell'energia elettrica. L'esperienza italiana e di altri paesi europei*, Laterza, Bari.
- Morsel, H. (1991), «Le patronat de l'électricité en France dans l'entre-deux-guerres», en *Bulletin d'histoire de l'électricité*, n.º 18, décembre, pp. 31-60.
- Muchetti, M. y Pilati, P. (2001), «Io pago, tu scali e lui vende a Edf», en *L'Espresso*, 31-5-2001, p. 182.
- Muller-Hillebrand, D. (1935), «Gewitterforschungen nach auslaendischen Veroeffentlichungen im Jahre 1934», en *Elektrotechnische Zeitschrift*, 11-4-1935, pp. 417-420.
- Mumford, L. (1934), *Technics and Civilization*, Harcourt, Brace and Co., Nueva York.
- Nadau, T. (1995), «Le financement de l'électrification rurale dans l'entre-deux-guerres», en *Le financement de l'industrie électrique en France*, P.U.F., París.
- Nadau, T. (1994), «L'électricité aux champs: un engagement contre nature», en *Les réseaux électriques et les installateurs des origines à nos jours*, P.U.F., París.
- Nye, D. A. (1990), *Electrifying America. Social Meanings of a New Technology*, The MIT Press, Cambridge Massachusetts.
- Ohlman, H. (1990), «Information: Timekeeping, Computing, Telecommunications and Audiovisual Technologies», en *An Encyclopedia of the History of Technology*, outledge, Londres, pp. 744-746.
- Oliven, O. (1930-1931), «Europas Grosskraftlinien. Vorschlag eines europaeischen Grosskraftnetzes», en *Gesamtbericht, Zweite Weltkraftkonferenz*, Berlín, vol. XIX.
- Ott, H. (1987), «History of Electricity in Germany», en *1880-1980. Un siècle d'électricité dans le monde* (1987), pp. 135-149.
- Paul, G. F. (1919), «Spain Plans National Transmission Network», en *Electrical World*, 19-7-1919, pp. 122-123.
- Perrot, M. (1985), «Histoire de la condition féminine et histoire de l'électricité», en *L'électricité dans l'histoire. Problèmes et méthodes*, Actes du colloque de l'Association pour l'histoire de l'électricité en France, Paris 11-13 octobre 1983, Presses Universitaires de France, París, pp. 175-183.
- «Public Works Schemes. A League of Nations Report on Measures to Relieve Unemployment» (1935), en *The Electrical Review*, 25-1-1935, p. 354.
- Riehl, A. (1930-1931), «Staatsinterventionismus in der Elektrizitaeswirtschaft mit besonderer Beruecksichtigung Oesterreich, in Oeffentlichem oder Privatbesitz sein?», en *Gesamtbericht, Zweite Weltkraftkonferenz*, Berlín, vol. XVI, pp. 252-264.
- Rikli, H. (1930-1931), «Neuere Entwicklungen im Turbogeneratorenbau», en *Gesamtbericht, Zweite Weltkraftkonferenz*, Berlín, vol. XII, pp. 269-280.
- «Rural Electrification in France» (1936), en *The Electrical Review*, 21-2-1936, p. 198.
- Salsano, A. (1987), *Ingegneri e politici. Dalla razionalizzazione alla rivoluzione manageriale*, Einaudi, Turín.
- Schlesinger, R. (1967), «The Historical Setting of Socialist Planning in the U.R.S.S.», en C.H. Feinstein (ed.), *Socialism, Capitalism and Economic Growth, Essays presented to Maurice Dobb*, Cambridge University Press, Cambridge, pp. 308-325.
- Segreto, L. (1987), «Le nuove strategie delle società finanziarie svizzere per l'industria elettrica (1919-1939)», en *Studi Storici*, 4, pp. 861-907.
- Segreto, L. (1992), «Du "Made in Germany" au "Made in Switzerland"». Les sociétés financières suisses pour l'industrie électrique dans l'entre-deux-guerres, en M. Trédé (ed.), *1880-1980. Électricité et électrification dans le monde*, P.U.F., París, pp. 347-367.
- Segreto, L. (1993), «Aspetti e problemi dell'industria elettrica in Europa tra le due guerre», en *Storia dell'industria elettrica*, vol. 3, t. 1, G. Galasso (dir.), Roma-Bari, pp. 352-355.
- Segreto, L. (2004), *Giacinto Motta. Un ingegnere alla testa del capitalismo industriale italiano*, Laterza, Roma-Bari.
- Sofina (1937), *Rapport du Conseil d'administration à l'assemblée générale ordinaire du 22 avril 1937*, Bruselas.
- «Status of Mercury Boilers» (1925), en *Electrical World*, 26-9-1925, pp. 607-608.
- Stuevold-Hansen, B., Kinck, J., y Norstrand, A. (1930-1931), «Export elektrischer Energie von Norwegen nach Deutschland», en *Gesamtbericht, Zweite Weltkraftkonferenz*, Berlín, vol. XVI, pp. 21-30.
- Sudrià, C. (1990), «La industria eléctrica y el desarrollo económico de España», en J. L. García Delgado,

- Electricidad y desarrollo económico: perspectiva histórica de un siglo*, Hidroeléctrica del Cantábrico S.A., Oviedo.
- Szilas, O. (1930-1931), «Sollen Elektrizitaetswerke und Verteilungsanlagen» en *Oeffentlichem oder Privatbesitz sein?*, in *Gesamthericht, Zweite Weltkraftkonferenz*, Berlín, vol. XVI, pp. 222-232.
- Talbert, R. (1987), *FDR's Utopian: Arthur Morgan of TVA*, University of Mississippi, Oxford.
- «The Electrical Industry and the Architect» (1926), en *The Electrical Review*, 5-3-1926
- «The New 130.000-Volt Pirelli Cable» (1925), en *Electrical World*, 21-3-1925, pp. 603-605.
- The Transactions of the First World Power Conference, London, June 30th to 12th July (1924)*, Percy Lund Humphries & Co. Ltd, Londres.
- «The World Power Conference» (1930), en *The Electrical Review*, 27-6-1930, pp. 1191-1193; 4-7-1930, pp. 3-4.
- TVA: Fifty years of Grassroots Bureaucracy* (1983), P. K. Conkin (ed.), University of Illinois Press, Urbana.
- Unipede (1930), *Troisième Congrès*, vol. I.
- Unipede (1937), *Circulaire périodique*, n.º 75, 15-9-1937.
- Unipede (1939), *Circulaire périodique*, n.º 84, marzo-abril de 1939.
- «Using the Eiffel Tour for Electrical Advertising» (1925), en *Electrical World*, 19-5-1925, p. 582.
- Waite, J. N., y Clough, F. H. (1930-1931), «Supply of Electricity for Small-Scale Industries», en *Gesamthericht, Weltkraftkonferenz, Teiltagung Wien*, Berlín, vol. III, pp. 474-493.
- Witte, H. (1938), «Ueber die Wirtschaftlichkeit und Durchföhrbarkeit von Gross-Windkraftwerken», en *Elektrotechnische Zeitschrift*, 22-12-1938, pp. 1373-1378 y 1404-1407.
- «World Power Conference Augurs New Era in Power» (1936), en *Electrical World*, 19-9-1936, pp. 3-4.



CAPÍTULO 2

PANORAMA ELÉCTRICO ESPAÑOL HASTA 1944

Jordi Maluquer de Motes

CATEDRÁTICO DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BARCELONA

INTRODUCCIÓN

La tercera de las grandes ondas largas de innovación que configuraron, al decir de Joseph A. Schumpeter, el proceso de crecimiento económico moderno aparece asociada desde los últimos años del siglo XIX a la revolución radical de la electricidad, en la medida en que transformó enteramente la economía mundial, permitió la generación de multitud de nuevos bienes y servicios, desarrolló numerosas industrias nuevas e incidió decisivamente en las formas de vida y en los hábitos de las personas. La trascendencia de todos los cambios de este ciclo de innovaciones fue de tal magnitud que el propio Schumpeter —según él mismo señaló— desconfiaba de su «capacidad para ofrecer algo que se parezca a una descripción adecuada de las ramificaciones de la influencia transformadora de la electricidad y de las otras innovaciones que se agrupan a su alrededor». Sin embargo, el gran economista austro-norteamericano no dudó en afirmar, al mismo tiempo, que la revolución eléctrica había eliminado prácticamente el elemento de la energía de la lista de factores determinantes de la localización industrial y del crecimiento económico. Regiones y países habrían quedado, con ella, definitivamente liberados de un freno hasta entonces invencible para su desarrollo y para la prosperidad material de sus ciudadanos.

Una evaluación rápida del papel de la electricidad en la sociedad española de las dos últimas décadas del siglo XIX y de la primera mitad del siglo XX confirma, sin ninguna clase de dudas, el enorme impacto de esta nueva forma de energía en todos los ámbitos de la actividad productiva. Las secciones siguientes de este capítulo presentan la incidencia de la revolución de la electricidad en España, a partir de 1875/1881 y hasta el comienzo de la formación de un auténtico sistema eléctrico, que puede fecharse en 1944. El primer apartado contiene una apretada síntesis de los pasos más importantes de la industria eléctrica del país a través de sus etapas principales. La segunda sección aborda el régimen de regulación del sector. La tercera y cuarta están dedicadas al análisis de la producción y del consumo de electricidad a lo largo del período.

1 EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

El comienzo de la producción de electricidad conoció una fase experimental en España entre 1875 y 1881, en que se constituyó la primera fábrica para la generación y el servicio de fluido al público. Desde entonces, la industria dependió de forma exclusiva de la iniciativa privada, con una participación nula, si no negativa, de las Administraciones Públicas en la esfera productiva. En sus primeros veinticinco años, el sector se define por la proliferación de iniciativas empresariales de pequeña entidad, la estructura local de los mercados, la existencia de empresas competidoras en unas mismas poblaciones con sus propias centrales y sus redes específicas, un relativo predominio de la generación de origen térmico sobre la de origen hidráulico, los elevados precios del fluido suministrado por las compañías de servicio público a los abonados y, en fin, la lenta progresión de la producción y del consumo, básicamente limitado al alumbrado. A partir de 1907/1910, y hasta 1930, se eleva el ritmo de aumento de la producción como consecuencia del desarrollo de la hidroelectricidad, la expansión de las grandes empresas, la creación de redes eléctricas regionales, el despliegue de nuevas utilizaciones de la energía, tanto para la tracción en el transporte ferroviario como, sobre todo, para la industria, la alternancia entre situaciones de competencia y de monopolio y el fuerte descenso de los precios reales del fluido. Una última fase de la evolución histórica de la industria eléctrica viene definida por las negativas condiciones de la gran depresión (1930-1936), la Guerra Civil (1936-1939) y la primera posguerra (1939-1944), que contribuyeron a provocar una caída de la inversión y, con ella, una muy escasa ampliación de la capacidad instalada que desembocó en severas restricciones en el suministro a partir de 1944. La situación del mercado eléctrico español a lo largo de todo el período fue por lo

general, aunque no permanentemente, de suficiencia de la oferta comercial de fluido frente a una demanda poco expansiva. La paralización de la inversión privada a partir de 1929, durante la depresión de la etapa republicana y, más gravemente, en la Guerra Civil y aún en los primeros años de la posguerra, modificó este equilibrio provocando, en la década de 1941-1950, una insuficiencia cada vez más amenazadora para la continuidad de las actividades productivas fundamentales. Con fecha de 1944, cuatro grandes procesos, estrechamente relacionados entre sí, señalan un cambio de modelo fundamental en la industria: el comienzo de restricciones masivas en el suministro de fluido a los consumidores, la creación de una red eléctrica nacional en territorio peninsular español, la irrupción —por primera vez y a gran escala— del Estado en la esfera de la producción de electricidad con la creación de Endesa y, por último, el inicio de la transformación de un sistema eléctrico fuertemente dependiente de la energía hidráulica a otro definido por el predominio de la producción de origen térmico. En confirmación de la importancia de la fecha, en 1944 se produce, todavía, la fusión de Hidroeléctrica Ibérica y Saltos del Duero en la nueva Iberduero S.A., empresa que hereda y refunde posiciones fundamentales en el sistema eléctrico español.

El análisis de este primer gran período en la historia de la industria eléctrica en España, independientemente de aquellos elementos que le confieren una relativa unidad como los que se mencionan en los dos párrafos anteriores, puede ser abordado a partir de algunos grandes conjuntos de acontecimientos particularmente relevantes, como se propone en los subapartados siguientes¹.

1.1 LOS PIONEROS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

El hecho fundacional de la historia industrial de la electricidad en España, más allá de algunos experimentos anteriores de carácter anecdótico, fue la importación de dos dinamos de Gramme en los años 1874 y 1875 para la Escuela de Ingenieros Industriales de Barcelona por Tomás J. Dalmau, fabricante y comerciante de instrumentos ópticos y material científico². En 1875, Dalmau realizó diversos ensayos de alumbrado eléctrico y efectuó la primera instalación definitiva de alumbrado, con arco voltaico, en el taller de fundición de La Maquinista Terrestre y Marítima bajo la dirección técnica del ingeniero Narciso Xifra. Por tanto, La Maquinista fue el primer usuario de la electricidad en España. El éxito de éste y otros ensayos en la propia Barcelona decidieron a Dalmau a crear la primera empresa de fabricación de material eléctrico de España, para lo que adquirió la patente de la dinamo Gramme (1876) y poco después las de las lámparas Gramme-Nystem, a lo que siguió la compra de las patentes de los teléfonos Graham-Bell (1878) y del fonógrafo de Edison (1878). Desde entonces, Dalmau se dedicó a realizar instalaciones

de alumbrado para empresas industriales de Cataluña pero también de Aragón, Asturias o Cuba. Dalmau y Xifra efectuaron, asimismo, los primeros equipamientos telefónicos de España.

La iluminación eléctrica superaba ampliamente a la que se valía del gas manufacturado, puesto que incrementaba la intensidad lumínica y reducía los costes así como el peligro de incendios. Sin embargo, sólo las empresas industriales que disponían de sistemas de generación propios podían adoptar el alumbrado eléctrico. El desarrollo del negocio exigía la creación de una instalación de producción y distribución de fluido, o fábrica central, como sucede en todos los casos de industria de red que requiere de medios de distribución directa y exclusiva a los usuarios finales. Así lo entendió Dalmau para lo que procedió a la fundación de la Sociedad Española de Electricidad (1881), primera compañía eléctrica de España y una de las primeras del mundo. La empresa se constituyó con un capital de tres millones de pesetas y el apoyo de un grupo de industriales, entre los que destacaba el presidente de Fomento, la mayor corporación empresarial de España durante más de ciento cincuenta años, y algunos destacados financieros y empresarios.

La Española se hizo con una gran cartera de patentes, entre las que destacan las dinamos y reguladores de Gramme, Maxim, Weston y Nystem, las lámparas de incandescencia de Swan, Maxim y Nickols y los acumuladores Kabath, y contó con el asesoramiento directo de los grandes innovadores de la época, como Hiram Maxim, Zeno-be Gramme, Hippolyte Fontaine y Marcel Desprez. A mediados de 1881, comenzó a suministrar fluido a los abonados a la vez que adquiría terrenos para construir una gran central al pie de la montaña de Montjuic, donde todavía se encuentra la sede barcelonesa de Endesa. Pronto creó dos filiales, la Sociedad Matritense de Electricidad (1882) y la Sociedad Valenciana de Electricidad (1883), e inició trabajos de instalación y gestiones para constituir otras en Sevilla, Zaragoza, Bilbao, San Sebastián, Huesca y Lérida. Pero la clave del éxito, la suscripción de contratos de suministro a clientes, avanzó muy poco: ni las familias ni tampoco las instituciones —entre ellas, los Ayuntamientos de Barcelona y de Madrid— se decidían por el alumbrado eléctrico, a causa de su elevado precio, mientras que las industrias resolvían la cuestión de su propia cuenta aprovechando los motores de sus establecimientos. Acuciada por las pérdidas, la Española suspendió pagos en 1888 y procedió a la liquidación de la Matritense y de la Valenciana en 1890. El negocio telefónico adquirió independencia y, una vez refundado en 1894, se mantuvo como la más importante empresa española de telefonía hasta la creación del monopolio en 1924.

Poco aumentó el número de empresas eléctricas en España durante la década de 1881-1890. Apenas unas pocas poblaciones, como Gerona, Valladolid, Pontevedra o Burgos, adoptaron el alumbrado eléctrico para los espacios urbanos. Entre los prime-

ros instaladores y fabricantes de material eléctrico se conoce la Sociedad Anglo-Española de Electricidad (1883), dirigida por el ingeniero inglés George St. Noble, y Planas y Flaquer³, de Gerona, que asumió la representación de la casa Ganz y Cía. de Budapest (1885).

Pero justamente en la segunda década, entre 1891 y 1900, conoció una expansión bastante consistente la creación de sociedades de servicio público para el alumbrado, de modo que en 1893 ya se contaban 88 pequeñas centrales en todo el país⁴. La estadística de 1901 registraba 859 fábricas de electricidad, de las cuales 648 eran de servicio público y 211 producían para su propio consumo o autoproductores. Por regla general, se trataba de pequeñas compañías independientes constituidas a partir de iniciativas locales, que suministraban fluido a muy pocos clientes y a precios elevados. Los niveles alcanzados en 1910 son muy significativos: se contaban entonces unos 1.900 establecimientos productivos cuya potencia media no alcanzaba los 80 kW⁵.

1.2 UN CAMPO DE BATALLA INTERNACIONAL

La proliferación de iniciativas desde cerca de 1890 para extender la generación de fluido para alumbrado en España tuvo que recurrir obligadamente a la importación de material eléctrico extranjero a causa de la práctica inexistencia de una industria electrotécnica propia. Con la excepción de los motores de generación —máquinas de vapor y turbinas hidráulicas—, el material necesario para el equipamiento de las nuevas fábricas y para la distribución hasta los consumidores debía ser obtenido en el exterior, lo que dio ocasión a una irrupción masiva de empresas multinacionales. Cifras para años aislados muestran que la demanda interna de bienes de equipo eléctricos estaba básicamente cubierta por la importación y que una parte muy mayoritaria de ésta, alrededor del 70%, procedía de Alemania⁶. El resto se distribuía entre suministradores franceses, norteamericanos, belgas y suizos. Para 1912, asimismo, se estimaban las importaciones de material eléctrico de Alemania en un 70% del total y en un 10% las de Gran Bretaña⁷.

La primera actuación directa de una empresa extranjera en la industria de producción de electricidad que se conoce es la de la casa británica Woodhouse & Rawson Limited que se incorporó en 1889 como accionista a la antigua Sociedad Española de Electricidad, de la que asumió la gestión técnica, hasta vender sus activos a la Compañía Barcelonesa de Electricidad creada para la ocasión por la Allgemeine Elektrizitäts Gesellschaft (AEG) en 1894. Otras muchas empresas de varios países tomaron posiciones en el mercado durante la última década del XIX: una estimación del volumen de la inversión extranjera en el sector para los años 1890-1900 concluye que corresponde

a empresas con sede en Alemania por encima del 70% del total, con más de 20 millones de pesetas, repartiéndose los cerca de 9 millones restantes entre Gran Bretaña, Bélgica y Francia⁸.

El predominio de la inversión alemana en este período responde a la estrategia de la *Unternehmensgeschäft*, por medio de la cual las grandes empresas de fabricación de bienes de equipo eléctricos trataban de crear mercados por su propia cuenta levantando grandes empresas de servicio público en terceros países⁹. El mayor protagonismo en este proceso dentro de España correspondió a la AEG, que asumió en muy pocos años posiciones destacadas en las ciudades mayores: Compañía General Madrileña de Electricidad (1889), Compañía Sevillana de Electricidad (1894), Compañía Barcelonesa de Electricidad (1894) y Compañía Vizcaína de Electricidad (1896). Las empresas electrotécnicas alemanas tuvieron un carácter decididamente multinacional casi desde su fundación¹⁰, pero, además, un acuerdo de la AEG con la norteamericana General Electric le había reservado la actuación en España, junto con los mercados egipcio, griego e italiano¹¹.

Sin embargo, la AEG se desprendió pronto de sus participaciones en las empresas de Madrid y Bilbao y trasladó la propiedad y la gestión de sus negocios en Barcelona y Sevilla al Bank für elektrische Unternehmungen (Electrobank), que había fundado en Zurich junto con el Deutsche Bank y otras entidades financieras alemanas, suizas, francesas e italianas (1895). De modo paralelo a como operó en Génova¹², la estrategia de la AEG en Barcelona se orientó a conseguir en las compañías de tranvías un cliente capaz de adquirir grandes cantidades de fluido, para asegurar a su filial Barcelonesa de Electricidad un mercado importante y estable a través de su financiera belga Société Financière de Transports et d'Entreprises Industrielles (Sofina). En Sevilla, negoció un contrato de suministro con la empresa inglesa propietaria de los tranvías en 1898 y se hizo con la titularidad de la compañía en 1907¹³. Además, se implicó en la electrificación de las dos líneas de tranvías de Bilbao. Su interés estaba en la venta de equipos y material a las centrales y a las compañías de tranvías. En el conjunto de la década, AEG equipó cerca de cuarenta centrales eléctricas en toda España.

También Siemens, la otra gran empresa electrotécnica alemana, desempeñó desde 1895 una destacada intervención en venta de instalaciones y bienes de equipo, aunque no realizó apenas inversiones directas con excepción de una fábrica de electricidad en Málaga, que quedaría en propiedad de su *holding* Siemens Elektrische Betriebe. Una tercera gran empresa alemana que equipó diversas centrales fue Elektrizitäts AG de Nuremberg —la antigua Schukert & Co—, a través de su representante en España Georg Ahlemeyer. En 1897 fundó la Sociedad Electro-Química de Flix, junto con la también alemana Chemische Fabrik Elektron, e instaló en Flix (Tarragona) la primera planta electrolítica de España, y tercera de Europa, para la fabricación de productos químicos, especialmente cloruro de calcio y otros derivados del cloro y de la sosa cáus-

tica, con financiación de la banca suiza Ehringer & Co. de Basilea. Explotaba una central hidroeléctrica de 2.000 kW de potencia, que más adelante ampliaría a 3.140 kW¹⁴. También promovió en 1899 en Madrid el mismo esquema de combinación de electricidad y tranvías, desarrollado por la AEG, con la Compañía Eléctrica Madrileña de Tracción y la Compañía Eléctrica Madrileña de Alumbrado y Fuerza por medio de sus financieras la alemana Continental Gesellschaft y la francesa Société Industrielle d'Énergie électrique¹⁵.

Desde los últimos años del siglo XIX, actuaba en España la suiza Société d'Électricité Alioth, de Münchenstein-Bâle y Lyon, que en 1903 creó una Sociedad Española de Electricidad Alioth. En los mismos años comenzó a operar desde Madrid una filial de la Oerlikon suiza. De 1915 data la constitución en Madrid de la filial española de la suiza Brown Boveri. La Société d'Entreprises Électriques, con sede en Ginebra, promovió la creación de la Sociedad Española de Carburos Metálicos (1897), que emprendió la construcción de una central y fábrica de carburo de calcio en Berga (1899) y adquirió el control de Hidroeléctrica del Pindo, sobre el río Jallas (La Coruña), con el fin de asegurar el fluido necesario para una segunda planta en Corcubión con una potencia de 2.400 CV (1906).

Otros establecimientos fueron también de capital y tecnología extranjeras: la primera fábrica de lámparas fue creada en Madrid en 1891 por la belga Compagnie Générale Espagnole d'Électricité y la segunda en Barcelona en 1900 por la también belga Fábrica Nacional de Lámparas Eléctricas de Incandescencia. Esta última fue absorbida en 1912 por la Sociedad Española de Lámparas Eléctricas Z, creada por el ingeniero Luis Muntadas en 1908, que terminaría, a su vez absorbida, años después, por la holandesa Philips. La casa alemana Tudor, con sede en Madrid, fundaba la mayor fábrica de baterías y acumuladores en Zaragoza en 1898. La italiana Pirelli y Cía. instalaba la más importante fábrica de cables para electricidad y telefonía en Villanueva y Geltrú el 1900. Westinghouse y General Eléctrica Española, filial de General Electric, se ubicaron en Madrid y Bilbao, ciudad esta última en la que también se instaló Babcock-Wilcox. La empresa española más destacada fue La Industria Eléctrica, creada en Barcelona en el año 1896 por el propio Muntadas, que terminaría absorbida por Siemens-Schukert en 1910. La Eléctrica Industrial, creada en Tarrasa en 1920, se integró a la multinacional AEG a comienzos de los años 1940 para constituir AEG Fábrica de Motores.

Incluso aquellas limitadas aplicaciones en que se desarrollaron con éxito las empresas españolas por un tiempo, también pasaron a ser completamente controladas por importantes multinacionales extranjeras. Así, por ejemplo, La Industria Eléctrica-Siemens y Oerlikon terminaron por controlar el equipamiento de saltos con grandes turbinas de la empresa suizo-alemana Escher Wyss y de la alemana Voith. Entre 1901 y 1924, se instalaron en España 269 turbinas Escher Wyss con casi medio millón de

caballos de vapor de potencia conjunta, siendo el segundo país en número de motores de estas características, tras Alemania, y el tercero en potencia conjunta, detrás de Japón y Suiza, de entre los 35 países más importantes del mundo en que se aplicó esta tecnología¹⁶.

No resulta exagerado, por tanto, describir el mercado de bienes de equipo eléctrico en España como un campo de batalla internacional, en expresión de P. Hertner tomada de la literatura técnica de la época, puesto que se encontraba bajo control extranjero de forma muy mayoritaria. No sucedía lo mismo en el ámbito de las compañías de producción y distribución de electricidad, pese a la señalada presencia estratégica, pero puntual, de AEG en las mayores ciudades. Otros casos de presencia extranjera pudieron estar asociados a actividades productivas que obtenían ventajas directas muy destacadas del empleo de electricidad, como la minería. Así debía ocurrir con The Mazarron Electric Light Company Limited, constituida en Londres en 1893 para la explotación del alumbrado en Mazarrón (Murcia)¹⁷, o la Compagnie d'Électricité et de Traction en Espagne, en la zona minera de Linares (Jaén)¹⁸.

Sin embargo, la inmensa mayoría de las muy numerosas sociedades que operaban en todo el país a fines del XIX y comienzos del XX tenían fuertes raíces locales. En la mayor parte de los casos, las dificultades para alcanzar posiciones sólidas en el mercado fueron muy grandes. En las ciudades de importancia, o en otras localidades en que existía el servicio del gas, las compañías suministradoras, hicieron valer sus contratos de muy larga duración para oponerse con éxito a la electricidad. Así sucedió en Madrid, Barcelona, Zaragoza, Valladolid, Cádiz, Granada, Huelva, Coruña, Vigo o Palma de Mallorca. La intensidad lumínica y otras características, como la reducción de los riesgos de incendio, terminaron por decantar las ventajas del lado de la luz eléctrica, pero sorteando grandes obstáculos. Hacia 1930, por ejemplo, todavía suponía una proporción muy minoritaria del alumbrado de las calles de Madrid frente a la luz de gas¹⁹. Con frecuencia, las propias compañías de gas trataron de asegurar el control del mercado, para evitar el descenso de los precios provocado por la competencia, procediendo de su propia cuenta a producir electricidad²⁰.

De todos modos, en España el alumbrado por gas estaba limitado a un número muy reducido de poblaciones²¹, lo que facilitó la difusión de la electricidad en la mayor parte del país. Con fechas variables, y a través de fórmulas distintas, un número muy elevado de poblaciones, con frecuencia de pequeño tamaño, fueron dotándose de servicios locales de alumbrado eléctrico, si bien generalmente a precios muy elevados.

1.3 EL GRUPO HIDROELÉCTRICO VIZCAÍNO

Los años que envuelven el cambio de siglo desde el XIX al XX contemplan los primeros pasos de una trayectoria de cambio hacia un sistema mucho más potente y con una profunda incidencia en el conjunto de la economía. Este cambio de rumbo viene definido por la racionalización de la producción y la difusión de nuevas aplicaciones, más allá del simple alumbrado, y por la electrificación de numerosas fábricas y otros establecimientos productivos. Hacia 1906-1907 el transporte de corriente a larga distancia hizo rápidos progresos gracias a las posibilidades de elevación de la tensión, lo que permitió explotar buenos emplazamientos, con cursos importantes y saltos de fuerte desnivel. Por ello, se pudieron constituir verdaderas redes regionales gracias a la construcción de grandes centrales hidráulicas y al perfeccionamiento de los transportes eléctricos con elevadísimas tensiones, lo que permitía llevar la energía a grandes distancias. Todo ello definió una clara tendencia a la concentración de las distintas áreas eléctricas, la formación de redes de dimensiones regionales y la progresiva unificación de las condiciones de empleo del fluido. La pequeña hidroelectricidad fue quedando aplastada por el desarrollo de las grandes empresas, estructuradas en potentes grupos industriales. Desde 1934, en fin, las áreas regionales se comenzaron a vincular por acuerdos generales entre los grupos.

El comienzo de la formación de las grandes empresas del sector en España puede fecharse a 19 de julio de 1901 con la constitución de Hidroeléctrica Ibérica S.A., con un capital de 20 millones de pesetas; es decir, la misma cantidad que ha sido estimada para toda la inversión de las empresas eléctricas de Alemania en España durante la década de 1891-1900²². Se trataba de un muy ambicioso proyecto concebido por un grupo de empresarios vizcaínos, ligados a la minería y a la siderurgia. La iniciativa correspondía al ingeniero Juan Urrutia, antiguo director de la Compañía Eléctrica de San Sebastián, y contó con el apoyo financiero del Banco de Vizcaya²³.

Tres de las circunstancias que rodean esta actuación merecen ser especialmente comentadas. En primer lugar, la coincidencia entre dos fechas: Urrutia redacta el contrato de adquisición de los saltos de agua de Besantes, Camajón y Puentelarrá, sobre el río Ebro, al concesionario José Bores el 25 de marzo de 1901²⁴, mientras que al día siguiente, 26 de marzo de 1901, se procede a la constitución del Banco de Vizcaya, que será conocido durante décadas como el «banco eléctrico» por su permanente asociación al grupo empresarial vizcaíno. No es descabellado suponer que ambas operaciones —industrial y financiera— pudieron ser concebidas de forma simultánea y complementaria. En segundo lugar, consta que Urrutia asumió la dirección de Hidroeléctrica Ibérica S.A. con el proyecto de actuar en toda la península tal como anuncia el nombre elegido para la corporación. Efectivamente, en la escritura de constitución,

además de los saltos mencionados, se aportaron otros en el mismo río Ebro (Fontecha o Puentelarrá y Quintana Martín Galíndez, Burgos) y en el Júcar (Molinar, Albacete), así como en el Urdón (Treviso, Cantabria). Muy poco después se adquirieron otras concesiones en el mismo País Vasco, en Cataluña (Segre) y en la cuenca del Tajo²⁵. Una tercera observación, no menos importante, está en el hecho de que la gran iniciativa de Urrutia y del Banco de Vizcaya no contaba con una cartera de clientes ni tampoco con posición alguna en el mercado: debía competir, mediante un precio más bajo del kilovatio/hora, con las empresas industriales ya fuertemente implantados en el área de Bilbao. La ventaja de precios le proporcionó un rápido control del mercado como mayorista o proveedor de distribuidores, que se fusionaron en la Unión Eléctrica Vizcaína (1908).

Una vez consolidada la intervención en Vizcaya, Urrutia se implicó personalmente en la creación de un gran conglomerado financiero-industrial bajo el liderazgo del grupo de empresarios articulado alrededor del Banco de Vizcaya. El siguiente paso consistió en la promoción de una segunda empresa, Hidroeléctrica Española S.A., para suministrar fluido a Madrid y Valencia²⁶. La nueva sociedad se constituyó en 1907 con la participación añadida de Lucas de Urquijo y Antonio Basagoiti (Banco Hispano Americano) y la aportación de los saltos de agua del Júcar y del Tajo por Ibérica, que además se comprometía a construir el aprovechamiento de Molinar. En febrero de 1908, Urquijo compró 1.000 acciones de la Hidroeléctrica Ibérica y se integró en su Consejo de Administración así como del de Unión Eléctrica Vizcaína²⁷, reforzando la alianza entre las dos compañías eléctricas que compartieron a Urrutia en el cargo de director (1907-1925) y a Fernando María de Ybarra en el de presidente (1911-1936). Inmediatamente después, se procedió a la creación de grandes empresas filiales para operar como distribuidoras en los principales mercados: Unión Eléctrica de Cartagena (1909), Cooperativa Electra Madrid (1910) y Sociedad Electra Valenciana (1910).

La entrada en Madrid constituyó un largo episodio de competencia feroz con la Unión Eléctrica Madrileña, presidida por Juan Manuel de Urquijo (Banco Urquijo), que causó un auténtico derrumbe de las tarifas con la desaparición de las pequeñas empresas y el sometimiento de las medianas a una estructura de mercado que cabe calificar de monopolio compartido, puesto que se repartieron contratos y unificaron precios impidiendo toda competencia²⁸. Las dos Hidroeléctricas emprendieron posteriormente la construcción de nuevos grandes saltos en el Cinca (1919) y en el Júcar y su afluente el Cabriel (Villora en 1914, Cortes de Pallás en 1922-1923 y Millares en 1933)²⁹.

Los planes de Urrutia se complementaron en 1908 con la venta a Electra de Viesgo S.A. de la concesión sobre el río Urdón y el compromiso de construcción del salto y central previstos por Hidroeléctrica Ibérica S.A. Al mismo tiempo, el Banco de Vizcaya y Lucas de Urquijo adquirieron la totalidad de las acciones de esta sociedad, que

había sido constituida en Bilbao en 1906 con una central hidráulica en Puente Viesgo, sobre el río Pas, la línea de conducción hasta Santander y la red de distribución en la capital cántabra. La Electra de Viesgo adquirió el salto que tenía en Bárcena desde fines del siglo XIX la Electra de Besaya³⁰ y la concesión del salto de Tobina (1913-1919), así como la Energía Eléctrica de Asturias con central térmica en Ujo y suministro a la Compañía de los Ferrocarriles del Norte de España. De ese modo adquiría una posición de control en la Cornisa cantábrica, luego extendida al Norte de Castilla y León y al área oriental de Galicia.

Por otra parte, desde 1911-1913, el Banco de Vizcaya irrumpió en Andalucía adquiriendo acciones de Mengemor que le proporcionaron una posición de control, reforzada en distintos momentos posteriores³¹. También alcanzó una presencia importante en la Compañía Sevillana de Electricidad, la otra gran empresa eléctrica andaluza, con motivo de una ampliación de capital utilizada para liquidar la deuda con la AEG en el año 1917³². Para entonces, el grupo vizcaíno ya había quedado completamente estructurado. En 1916 Urrutia, como representante de las siete empresas que él mismo había creado, adquirió el 87,5 % de las acciones de la empresa española Electra de Lima, iniciativa que promovía Eugenio Grasset desde 1908. Posteriormente decidió la formación de la Unión Eléctrica Portuguesa (1919) para la distribución de la energía producida por el salto de Lindoso, sobre el río Lima, en Oporto, Braga, Coimbra y otras ciudades del Norte de Portugal. Desde una perspectiva espacial, el grupo del Banco de Vizcaya había llegado a extenderse por una parte muy mayoritaria del territorio peninsular. En los años 1930, un porcentaje muy elevado de la producción española estaba en manos de un grupo de grandes empresas que formaba un *trust* perfectamente articulado en torno al Banco de Vizcaya.

1.4 LA IRRUPCIÓN DE LA CANADIENSE

Origen y trayectoria completamente distinta presenta la electrificación del principal mercado energético, que corresponde a la región industrial de Cataluña, convertido de nuevo en un campo de batalla internacional a partir de 1911³³. De hecho, tras la entrada de la AEG en 1894, también las primeras iniciativas de envergadura en el terreno de la explotación hidroeléctrica corresponden a empresarios y capital vascos. En efecto, ya en 1901 se constituyó Hidráulica del Freser S.A. en Bilbao, para servir fluido a poblaciones y fábricas de Vic, Manlleu y Roda. Al año siguiente, la Ibérica de Urrutia adquirió el salto de Oliana (Segre, Lérida) con el fin de proveer de electricidad a Barcelona y a las principales ciudades industriales catalanas. En 1905 Horacio Echevarrieta compró un paquete mayoritario de Saltos del Ter, que muchos años después vendió a Catalana

de Gas y Electricidad. Incluso cuando Emilio Riu, el más destacado promotor hidroeléctrico catalán, constituyó la Sociedad Productora de Fuerzas Motrices en 1917 tuvo que registrarla en Bilbao, puesto que obtuvo el apoyo financiero de la Caja Municipal de Ahorros de la ciudad y del mismo Echevarrieta.

Sin embargo, las grandes realizaciones eléctricas catalanas responden a la actividad del ingeniero norteamericano Frederick S. Pearson, responsable de grandes proyectos hidroeléctricos en Brasil y en México, además de la electrificación de la ciudad de Nueva York y la construcción de la presa y central de la Electrical Development Co. de Niágara Falls (1907), considerada como la solución técnica más avanzada del mundo en su tiempo. En Toronto, el 12 de septiembre de 1911, se constituyeron las sociedades Barcelona Traction Light & Power Co. Ltd. y Ebro Irrigation & Power Co. Ltd. (en España, Riegos y Fuerza del Ebro), empresas de derecho canadienses detrás de las cuales se encontraban los más potentes grupos internacionales, la General Electric y la AEG, aunque se trataba, sobre todo, de un nuevo proyecto personal de Pearson. Barcelona Traction absorbió a la vieja Barcelonesa de Electricidad, perteneciente al mismo grupo financiero-industrial de AEG y Sofina, además de Hidráulica del Freser, Productora de Fuerzas Motrices y muchas otras pequeñas empresas.

La iniciativa de Pearson suscitó una respuesta inmediata de la Compagnie Générale d'Électricité de París y del grupo Siemens & Halske —a través de la financiera Schweizerische Gesellschaft für elektrische Industrie, instalada en Basilea y más conocida como Indelec—, que procedió a la constitución de la Energía Eléctrica de Cataluña S.A. el 18 de noviembre de 1911. El conflicto económico entre ambos grupos derivó rápidamente en una auténtica guerra tecnológica. Energía Eléctrica de Cataluña S.A. construyó la central de Capdella que se alimentaba de un salto de 840 metros de desnivel, el mayor de Europa, captando aguas de veintitún lagos naturales, conectados por canalizaciones subterráneas. Riegos y Fuerza del Ebro S.A. no se quedó atrás: la presa de Tremp, cuando fue inaugurada en 1914, era la más alta de Europa. Las líneas de transmisión de 110.000 voltios fueron las primeras del continente de este voltaje. A su vez, la presa de Camarasa, al inaugurarse en 1920, volvía a ser la mayor de Europa y la cuarta del mundo.

Ambos grupos, Barcelona Traction y Energía, se lanzaron simultáneamente a una desenfadada carrera por disponer antes de fluido y penetrar en el mercado a través de toda clase de operaciones de adquisición de industrias locales y de concierto con los principales consumidores. El resultado más inmediato fue el hundimiento de las tarifas y la celebración de contratos de suministro ruinosos para las empresas, dispuestas a capturar porciones importantes del mercado a cualquier precio. La situación creada por esta feroz competencia tuvo la virtud de acelerar la electrificación del país y de colocar los precios del fluido por debajo de los del resto de España, pero resultaba, a la corta, totalmente insostenible. El inmediato final de esta historia era inevita-

ble: el grupo de Pearson, con el respaldo de General Electric, AEG y Sofina, así como del Deutsche Bank y del Elektrobank suizo, engulló a su más débil competidor franco-germano-suizo³⁴: el 13 de febrero de 1913 Energía Eléctrica de Cataluña cedió a Barcelona Traction el control del 98% de sus acciones, aunque conservaba la estructura y la dirección anteriores.

La trágica muerte de Pearson en el hundimiento del Lusitania por el bombardeo de un submarino alemán en 1915, que dio lugar a la entrada de los Estados Unidos en la Primera Guerra Mundial, pudo haber frenado los planes de expansión del grupo hacia otras zonas de la península. Además, las extraordinariamente difíciles condiciones financieras y materiales en que tuvieron lugar los trabajos hidroeléctricos durante la guerra crearon muchos más problemas económicos. En 1923 la Compagnie Générale d'Électricité vendió su participación en Energía Eléctrica de Cataluña para enjugar sus propias pérdidas en Francia³⁵ y, al tiempo, Indelec realizaba la misma operación³⁶. Para entonces, el grupo de Barcelona Traction quedaba bajo exclusivo control del *holding* internacional Sofina con sede en Bruselas.

El único grupo independiente que llegaría a tener importancia en Cataluña había nacido en 1896, al fundarse la Central Catalana de Electricidad por iniciativa conjunta de las dos compañías de gas barcelonesas. En 1912, momento de máxima efervescencia de la batalla de la hidroelectricidad en la región, Catalana de Gas absorbía la otra empresa gasista de la ciudad, se hacía con los derechos del empresario francés Lebon, comenzaba la construcción de diversos saltos sobre el Ésera, aunque con grandes dificultades financieras por la erosión de su negocio principal a causa del alto precio del carbón en aquellos años. Tras un período de profunda crisis, terminó por contactar con una importante agrupación de consumidores de fuerza industrial para promover una nueva empresa, bajo el nombre de Cooperativa de Fluido Eléctrico, con apoyo de la financiera suiza Motor-Columbus, sociedad instrumental de la Brown Boveri³⁷. A partir de 1928, Cooperativa de Fluido Eléctrico consiguió hacerse con una cuota del mercado catalán importante que terminaría en manos de Catalana de Gas y de su filial Hidroeléctrica de Cataluña después de la Guerra Civil.

1.5 EL RETO DE SALTOS DEL DUERO

En cualquier caso, la pieza central en la articulación del mercado peninsular español y en las relaciones entre las empresas del sector, que terminó configurándose como un «gran conglomerado» u oligopolio³⁸, fue desde la segunda década del siglo XX el destino que encontrara el aprovechamiento del inmenso potencial del río Duero. Desde 1906, Eugenio Grasset y otros promotores del área de Bilbao trataron de definir un

proyecto de explotación de su tramo internacional, con un desnivel de 400 metros al encajarse en las cordilleras marginales portuguesas, mediante la creación de la Sociedad General de Transportes Eléctricos. Tal proyecto no tomó forma, sin embargo, hasta que se encargó al ingeniero José Orbeago y se logró implicar al Banco de Bilbao. La nueva Sociedad Hispano Portuguesa de Transportes Eléctricos nació en 1917 con un capital nominal de 150 millones de pesetas y una infinidad de problemas en el horizonte, desde las pretensiones estatilizadoras del Gobierno portugués hasta la reacción hostil del grupo del Banco de Vizcaya. Sólo en 1924 ambos grupos financieros acordaron la prioridad de la solicitud del Banco de Bilbao, lo que facilitó la concesión, si bien hubo que proceder a la refundación de la sociedad con 160 millones de capital. En 1927 se firmó el tratado internacional con Portugal que sancionaba las concesiones a Saltos del Duero. Todavía, fue necesaria una tercera refundación de la sociedad en 1928, con la incorporación de una entidad financiera norteamericana por el 25% del capital y del Banco Urquijo con el 20%, de tal modo que las obras pudieron comenzar, finalmente, en el Esla en 1929³⁹.

Todo lo que afectaba a Saltos del Duero llegó a adquirir proporciones gigantescas, desde la extraordinaria dificultad técnica de los trabajos de construcción, que resultaron afectados por varios accidentes luctuosos de muy graves consecuencias, hasta la complejidad de las negociaciones para abrir mercados a una producción de electricidad que debía superar a toda la del resto del país. Se iba a construir la presa más alta de Europa para cerrar el mayor embalse del continente: baste comentar que sólo la central de Aldeadávila alcanzó, al inaugurarse en 1964, una potencia prácticamente doble de la que se esperaba conseguir en todo el sistema por lotes parciales.

Además, Saltos del Duero carecía de mercado para colocar la inmensa cantidad de energía que iba a producir. Ante la amenaza de la competencia del nuevo gigantesco entrante en el mercado, diez grandes empresas del grupo del Banco de Vizcaya estudiaron su fusión en 1929 y crearon un fondo de previsión para auxilio mutuo en 1930. Poco después, las dos cabeceras del grupo, Ibérica y Española, se avinieron a concertar un pequeño acuerdo con Saltos del Duero para la adquisición de fluido en Bilbao y Madrid. Cuando Saltos del Duero comenzó a producir en 1935⁴⁰, tras más de una década y media de retraso, sólo había logrado componer un pequeño mercado propio en Castilla y Extremadura, con suministros a distribuidoras de Zamora, Valladolid, Salamanca, Segovia, Ávila y Cáceres. Pero entonces ya se había dado forma al primer pacto de interconexión y definición de áreas de mercado en el territorio español, con la participación de Unión Eléctrica Madrileña, Eléctrica de Castilla, Saltos del Alberche, Hidroeléctrica Española, Electra de Viesgo, Cooperativa Electra Madrid, Hidroeléctrica Ibérica, Cooperativa Eléctrica de Langreo y Energía e Industrias Aragonesas⁴¹.

1.6 LA FORMACIÓN DEL OLIGOPOLIO ELÉCTRICO

Al ponerse en servicio el fluido producido en la nueva área del Duero, se constituyeron en la práctica los fundamentos de una parte sustancial de la red peninsular con un amplio territorio situado al nordeste de una línea diagonal que uniría los límites orientales de Galicia con Madrid y Alicante y servido por los grupos vizcaíno y canadiense. El desarrollo de estos dos grandes grupos, el que articulaba el Banco de Vizcaya y el de Barcelona Traction, alcanzó una proporción francamente elevada de toda la actividad productiva del sector como se comprueba en la tabla 1. Para 1935, en efecto, el conjunto de las compañías del grupo vizcaíno suministraba más del 45% del fluido comercializado por las empresas agrupadas en la Cámara Oficial de Productores y Distribuidores de Electricidad y las del grupo canadiense más del 32%. En conjunto alcanzaban más de la mitad del total. Cabe matizar, todavía, que una parte de la energía producida y distribuida por las compañías que se censaron como independientes eran realmente filiales o vendían una proporción importante de su producción a los grandes grupos, como en el caso de Electro Metalúrgica del Ebro que cedía más del 75% de su producción al grupo canadiense.

En cierto modo, la soldadura entre los dos grupos industriales y financieros se produjo a través de la cooperación de ambos en la Compañía Hispano-Americana de Electricidad (CHADE), una muy grande empresa constituida en 1920 que incorporó los activos de la Deutsch Ueberseeische Elektrizitäts Gesellschaft (DUEG). La operación, preparada por Dannie Heinemann, dirigente de AEG y Sofina, y Francisco Cambó, se dirigió a evitar la apropiación de esta empresa alemana, «magnífica y poderosa» según Keynes⁴², que operaba en Sudamérica, por la Comisión de reparaciones de guerra al fin de la Primera Guerra Mundial. Constituida en 1920, la CHADE reunía en su Consejo de Administración, bajo presidencia del marqués de Comillas y vicepresidencia del mismo Cambó, a muy destacados financieros madrileños, barceloneses y vascos, los miembros españoles del consejo de Sofina —Cambó y el marqués de Foronda— y el propio Urrutia⁴³, además del grupo alemán que poseía el negocio original y una participación del Crédit Suisse por el 25% del capital. Pese a que la aportación de los socios españoles a su capital fue prácticamente insignificante, la CHADE había proporcionado hasta 1947 a la economía española enormes ingresos: divisas extranjeras por valor de cerca de 370 millones de pesetas oro y, de ellas, unos 120 millones de pesetas oro en impuestos al fisco. La CHADE logró evitar los intentos del financiero Juan March y del propio Gobierno español de apoderarse de la compañía, en 1947, para afrontar sus deudas con la Argentina de Perón y procedió a una nueva transformación abandonando la peligrosa domiciliación hispánica⁴⁴.

Al margen de los dos grandes grupos industriales, vizcaíno y canadiense, quedaban aquellos territorios que formaban islas eléctricas u otras áreas en vías de acercamiento e

TABLA 1 Producción de electricidad por las empresas agrupadas en la Cámara en 1935

| | KWH PRODUCIDOS | PORCENTAJES |
|--|----------------|-------------|
| Grupo Banco de Vizcaya ¹ | 1.078.157.373 | 33,0 |
| Grupo Barcelona Traction ² | 772.444.885 | 23,6 |
| Unión Eléctrica Madrileña | 156.637.801 | 4,8 |
| Salto del Duero | 101.495.397 | 3,1 |
| Cooperativa de Fluido Eléctrico | 98.944.916 | 3,0 |
| Energía e Industrias Aragonesas | 98.833.870 | 3,0 |
| Minera Metalúrgica de Peñarroya | 93.893.870 | 2,9 |
| General Gallega de Electricidad | 83.350.052 | 2,5 |
| Eléctricas Reunidas de Zaragoza | 83.034.390 | 2,5 |
| Electro Metalúrgica del Ebro | 81.422.200 | 2,5 |
| Cooperativa Eléctrica de Langreo | 63.752.570 | 1,9 |
| Soc. Valenciana de Electricidad | 59.426.765 | 1,8 |
| Cía de Riegos de Levante | 47.932.000 | 1,5 |
| La Papelera Española | 47.090.052 | 1,4 |
| Hidroeléctrica del Cantábrico | 33.064.864 | 1,0 |
| Hidroeléctrica del Chorro | 24.130.290 | 0,7 |
| Fuerzas Eléctricas del Valle de Lecrín | 22.536.866 | 0,7 |
| Gas y Electricidad SA | 21.017.618 | 0,6 |
| Otras | 304.465.547 | 9,3 |
| TOTAL | 3.271.630.747 | |

Fuente: Elaboración propia con datos de Cámara (1936).

¹ Hidroeléctrica Española, Hidroeléctrica Ibérica, Electra de Viesgo, Mengemor y Sevillana de Electricidad.

² Riegos y Fuerza del Ebro, Energía Eléctrica de Cataluña y Productora de Fuerzas Motrices.

integración progresiva. Las más auténticas islas eléctricas eran, naturalmente, las que forman los archipiélagos balear y canario. Después de muy diversas iniciativas locales, en 1927 fue creada Gas y Electricidad S.A. (GESA) para la producción y distribución de energía eléctrica en las Baleares y de gas ciudad en Palma de Mallorca, con la más potente central térmica de uso permanente del país⁴⁵. Una trayectoria bastante paralela es la de la Unión Eléctrica de Canarias (Unelco), que se creó en 1930 para la producción y distribución de energía eléctrica en el archipiélago. La producción de las empresas ubicadas en las dos capitales canarias pasó de 1.347 millones de kWh en 1914 a una media anual de 15.939 millones en el quinquenio 1931-1935⁴⁶.

Galicia constituía a su vez un mercado cerrado, o isla eléctrica, en el que se desarrolló una multitud de pequeñas productoras para el alumbrado y limitados suministros de fuerza motriz. Las empresas de Coruña y de Vigo acordaron pronto un reparto de mercados, que no impidió un intenso proceso de concentración, a partir de 1907, para compartir proyectos. Tres de las más importantes empresas, con acceso a las

redes de Coruña, Ferrol, Santiago-Arousa y Vigo, concertaron sus estrategias en 1921 y se fusionan en 1923 en una nueva Sociedad General Gallega de Electricidad, alrededor de la cual se formó un solo grupo empresarial articulado por el Banco Pastor. El grupo logró sortear la irrupción de Electra de Viesgo en el mercado, replicar constituyendo Fuerzas Eléctricas del Noroeste (Fenosa) en 1943 y poner en explotación distintas concesiones, lo que le permitió adquirir dimensión y fuerte presencia en el oligopolio eléctrico⁴⁷. También consolidó una posición de notable fortaleza la Hidroeléctrica del Cantábrico, constituida en 1919, sobre la base de una sociedad para construir el salto de Somiedo y tras absorber una elevado número de empresas del Centro-Este de Asturias⁴⁸. En 1922, Valentín Ruiz Senén, presidente de Duro-Felguera, promovió la Cooperativa Eléctrica de Langreo, con participación de otras empresas de la zona, para la creación de una central térmica que se alimentara de los carbones menudos de difícil salida⁴⁹.

Aragón venía a ser una zona de contacto entre el grupo del Banco de Vizcaya y las empresas que operaban en Cataluña, puesto que Hidroeléctrica Ibérica explotaba saltos en la cabecera del Cinca, mientras que Catalana de Gas poseía los saltos de su afluente Ésera y Barcelona Traction disponía de un pequeño salto en el Cinca y adquiriría energía del de Sástago, propiedad de la Electro Metalúrgica del Ebro⁵⁰. Pero también formaba un mercado propio, que permaneció aislado durante buena parte del período. En Zaragoza operaban desde 1893 la térmica Electra Peral Zaragozana y la hidráulica Compañía Aragonesa de Electricidad, a las que se sumó desde 1904 Fuerzas Motrices del Gállego, creada en 1901. Los daños de la competencia, que presionaba las tarifas a la baja e impedía las economías de escala y la mejora de la utilización de la potencia instalada, forzaron la fusión en Sociedades Eléctricas Reunidas (1904), a la que se unió Teledinámica del Gállego en 1911 dando fin al período de conflicto y permitiendo su consolidación en otras zonas de la región⁵¹.

Al margen de las empresas dominantes en el este peninsular, la francesa Compañía de Riegos de Levante, controlada por las casas de banca parisinas Dreyfus y Provôt, actuaba desde 1918 en las áreas de Alicante y Murcia, con una organización técnica y productiva eficiente basada en el control de S.A. Molinos del Segura (1899) y de la Hidroeléctrica del Segura (1909). En 1926 recibió el apoyo del Elektrobank suizo, que adquirió un paquete de acciones de cerca del 40%. En 1932 absorbió la S.A. Distribución Eléctrica Alicantina, la Eléctrica de los Almadenes y otras empresas menores, habiendo alcanzado en 1935 un tamaño bastante considerable⁵².

Andalucía formó también, en cierto modo, una isla eléctrica en el sur puesto que no llegó a interconectarse con las restantes áreas peninsulares, ni siquiera en los primeros años de actuación de Unesa a partir de 1944. El núcleo de estructuración del espacio regional se articuló por parte de la Sevillana de Electricidad, fundada en 1894 por

AEG y Electrobank. Entre 1919 y 1923 reforzó su estructura financiera y acentuó el control de distintas compañías, lo que permitió incorporar a su red a Algeciras, Gibraltar, Huelva y las minas de Río Tinto, Jerez de la Frontera, Badajoz y Mérida. Mengemor, fundada en 1904 para explotar saltos en la zona de Almería, terminaría cediendo esta área y construyendo nuevos saltos en el Guadalimar y el Guadalquivir para el mercado de las comarcas mineras de La Carolina, Linares y Peñarroya, ampliado después al complejo de Puertollano, Córdoba y Granada. Hidroeléctrica del Chorro afianzó posiciones en Málaga y capturó el área de Almería mediante adquisición de Fuerzas Motrices del Valle de Lecrín, controlada por Whitehall Securities Corporation. Los tres grandes operadores —Sevillana, Mengemor y Chorro— alternaron actuaciones fuertemente competitivas, con numerosas absorciones de pequeñas productoras y distribuidoras locales, y acuerdos de distinción de zonas propias en 1925 y 1931. Al estallar la Guerra Civil, estaba lista la fusión entre Sevillana, Chorro y Vélez-Málaga⁵³. La decisión del Banco de Vizcaya, accionista mayoritario de Mengemor y Sevillana, terminaría de dar a ésta la centralidad en la fusión final, que culmina en 1950⁵⁴.

2 EL RÉGIMEN DE REGULACIÓN

Por sus peculiares características técnicas, producción y distribución de electricidad forman un conjunto de actividades que exige desde buen comienzo una importante intervención de los poderes públicos en orden a la regulación de muchos de sus aspectos específicos. La electricidad es una energía secundaria o final que se genera a partir de la transformación de una fuente primaria, sea por la combustión de carbón o hidrocarburos (termoelectricidad) o bien por la transformación de la energía mecánica producida por el desplazamiento del agua (hidroelectricidad). Independientemente de cuál sea la fuente primaria de energía en cada ocasión, las condiciones de acceso a ellas por parte de las empresas transformadoras deben estar definidas por leyes u otro tipo de disposiciones emanadas de los poderes públicos. Otros elementos tales como la naturaleza de servicio público del suministro de fluido eléctrico a los consumidores o la necesidad de disponer de infraestructuras de transporte que atraviesan el territorio, tanto los grandes espacios como las calles y avenidas de ciudades y pueblos, mediante líneas aéreas o subterráneas, exigen diversos tipos de normativas y autorizaciones de nivel nacional, regional o local.

El Estado ostentaba la competencia general sobre la producción y comercialización de la electricidad, por lo que debió asumir la representación internacional. En

1906 el Gobierno español designó un comité electrotécnico para representar al país en los congresos internacionales de aplicaciones eléctricas y normalización técnica y en la Comisión Internacional Electrotécnica, cuyos estatutos aprobó por Real Orden de 6 de febrero de 1907. Más adelante, creó la Comisión Permanente Española de Electricidad, por Real Decreto de 22 de noviembre de 1912 y Reglamento aprobado por Real Orden de 13 de octubre de 1913⁵⁵, con funciones de representación del Estado en los organismos internacionales y de asesoramiento técnico al Gobierno. Junto a miembros de la misma Administración Pública y técnicos independientes, Urrutia formaba parte de ella como representante de las compañías eléctricas.

Correspondía al Estado, asimismo, el conjunto de las tareas de análisis y conocimiento del sector. Un Real Decreto de 1901, en efecto, estableció que los gobernadores de las provincias debían remitir anualmente al Ministerio de Agricultura, Industria, Comercio y Obras Públicas «una estadística de las instalaciones eléctricas existentes en la provincia de su mando, que exprese el objeto a que se destinan, su producción y el consumo que representen para la formación del registro que se formará en el Ministerio»⁵⁶. Sin embargo, con excepción de alguna tentativa en la primera década del siglo XX, la compilación de información estadística acerca del sector eléctrico fue desarrollada básicamente por las propias empresas, a través de su organización corporativa que ostentó las denominaciones de Unión Eléctrica Española, Asociación de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica, a partir de 1920, y Cámara de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica, desde 1929. De procedencia pública, se emprendieron dos valiosas tentativas de componer inventarios provinciales que no llegaron a culminar. Por no hacer, el Estado, al decir del presidente del Consejo de la Energía oficial, ni siquiera cumplió la función de componer la información estadística⁵⁷.

2.1 LA EXPLOTACIÓN DE LOS RECURSOS PRIMARIOS

Las dos fuentes básicas en el período considerado, el carbón y la energía cinética generada por el desplazamiento del agua, ya se empleaban antes del desarrollo de la electricidad, aunque de formas distintas. Por eso mismo, el acceso a ambas estaba regulado por disposiciones anteriores, de 1868 para los minerales y de 1866 y 1879 para las aguas, que definían en los dos casos el principio fundamental del dominio público. También estaba reglamentado, paralelamente, un régimen de concesión administrativa, que se caracterizó por una muy amplia liberalidad, para la utilización de los minerales y las aguas públicas por empresas y particulares. La Ley general de obras públicas de 6 de julio de 1877 y las Instrucciones para el aprovechamiento de aguas de dominio público, aprobadas por Real Orden de 14 de junio de 1883, regulaban el régimen de concesión

de saltos de agua, para lo que se exigía un sistema de tarificación según el modelo de tarifas máximas. Por Real Decreto de 12 de abril de 1901 se declaraba obligatoria la inscripción de los aprovechamientos de aguas públicas en los Registros Provinciales y Central. La explotación del servicio de electricidad al público, por otra parte, debía ser objeto de concesión o autorización por la Administración Municipal de cada localidad, que fijaba tarifas máximas y uniformes para todos los abonados de usos domésticos, sin perjuicio de las normas generales relativas a la realización de obras públicas por particulares y empresas.

Durante la primera mitad del siglo XX hubo pocas modificaciones en este marco general. Se dictaron normas de regulación de la servidumbre forzosa de paso para las líneas de transporte de fluido (Ley de 23 de marzo de 1900) y del régimen de seguridad pública de las instalaciones industriales (Reglamentos de 7 de octubre de 1904 y de 27 de marzo de 1919)⁵⁸, así como una reglamentación técnica destinada a controlar la seguridad y la calidad de algunas instalaciones y productos. El Real Decreto de 26 de abril de 1901, relativo a los aparatos contadores de energía eléctrica, exigía la aprobación previa del Gobierno y creaba un completo sistema de inspección y control. La única línea de cambio por parte de los poderes públicos, a partir de 1918, estuvo orientada a priorizar los aprovechamientos hidroeléctricos frente a otros usos y a introducir limitaciones de tiempo y de nacionalidad de los beneficiarios en el régimen de concesión de aguas públicas. El primer inspirador de la nueva línea de política eléctrica, el ministro de Fomento Cambó, explicó sus motivos con meridiana claridad:

El fin de la guerra [Mundial] y la voracidad con que se tiran sobre España las empresas extranjeras, hace más urgente promulgar una fórmula legislativa que confiera al poder público el necesario *control* sobre esta rama capital de la economía española. Dentro de pocos años, la industria y los transportes de toda España dependerán de cuatro o cinco grandes empresas de producción y transporte de energía hidroeléctrica, o tal vez de una sola, y esto puede estar lleno de peligros para el futuro si el poder público no ha tomado las oportunas garantías, todavía hoy posibles, pero que serán imposibles más tarde⁵⁹.

Para ello, procedió a definir y sistematizar reglas de procedimiento sobre concesiones de aguas mediante el Real Decreto de 5 de septiembre de 1918. Más importante era el Proyecto de Ley de 22 de octubre de 1918, que separaba del caso general en la concesión de aguas aquellas solicitudes para aprovechamientos hidroeléctricos con potencia bruta superior a 1.000 kilovatios. Para este último tipo de saltos, se imponía la condición de nacionalidad a los concesionarios puesto que sólo podrían otorgarse a ciudadanos españoles o a sociedades domiciliadas en España. Además, por norma general, conce-

día preferencia a los empleos hidroeléctricos sobre los regadíos en caso de solicitudes concurrentes. Sin embargo, Cambó cesó en su cargo ministerial antes de lograr la aprobación de esta norma. El secretario de la Unión Eléctrica Española informó que «felizmente para la industria, el proyecto [...] no llegó a discutirse y puede darse por enterrado»⁶⁰.

Pocos años después, el ministro Juan de la Cierva promulgó un Real Decreto, con fecha de 14 de junio de 1921, por el que se imponía de manera efectiva el principio de nacionalidad a los concesionarios de aguas y, a la vez, se limitaba el tiempo de las concesiones a 75 años. La Unión Eléctrica Española, entidad representativa de las compañías eléctricas, calificó a esta disposición de «bárbara, injusta e ilegal»⁶¹. La norma impuesta por La Cierva era un auténtico disparate, puesto que implicaba, de forma inadvertida por la burocracia del Ministerio y por él mismo, la nacionalización de buena parte del patrimonio hidroeléctrico del país a un plazo de veinte años. La razón de ello está en que muchas centrales aprovechaban saltos de agua concedidos para otras utilidades tras la aprobación de la Ley de Aguas de 1866 y, por tanto, ya habían cubierto cerca de 55 años desde la concesión. Ante uno de los clásicos desajustes de la burocracia, puesto de manifiesto por un clamor general, hubo que rectificar de modo vergonzante con un nuevo Decreto de 10 de noviembre de 1922, que extendió hasta 99 años la vigencia de las concesiones en obras que pudieran considerarse beneficiosas al interés general. Este principio de temporalidad se había introducido en Italia por un decreto de 1916⁶² y había sido reclamado en 1918 para los saltos superiores a 5.000 CV de potencia por Urrutia⁶³, representante de la propia Unión Eléctrica Española, pero siempre para concesiones nuevas y sin retroactividad.

Así pues, la regulación del sector eléctrico en España, contra lo que se ha pretendido en ocasiones, cubrió todos los aspectos fundamentales del sector y de la operativa de las empresas de modo que no existieron vacíos legales significativos en este orden de cosas. En cambio, el apoyo económico del Estado a la creación de una industria tan estratégica para el desarrollo económico y la inversión en infraestructuras de uso general fueron escasos y breves. Las pocas ocasiones en que se planteó una actuación inversora significativa no llegaron a materializarse. Dos intervenciones fundamentales merecen destacarse: la concesión de ayudas a las empresas para la realización de trabajos de interés general y la construcción de una red general de interconexión.

En la primera dirección, se preparó una Ley de Protección a las Industrias, en marzo de 1917, que concedía algunos beneficios fiscales a la explotación de nuevos saltos con potencia superior a 1.000 caballos de vapor. El impulso a la producción hidroeléctrica por parte de las empresas, más allá de los resultados económicos, suponía una operación muy positiva para el crecimiento del país en la medida en que debía reducir el coste de la energía, las importaciones de carbón y la dependencia energética exterior,

mejorando la balanza de pagos. La norma fue aprobada pero nunca llegó a ser cumplida por el Gobierno a pesar de la presentación de numerosas solicitudes.

Las obras de construcción de los grandes embalses eran extraordinariamente costosas, difícilmente soportables por parte de usuarios y empresas productoras, por lo que se hacía difícil una intervención privada sin apoyo del Estado. El Decreto de 5 de marzo de 1926, durante la Dictadura de Primo de Rivera, dispuso la creación de las Confederaciones Sindicales Hidrográficas, con el propósito de dar un impulso decidido a la construcción de embalses con el doble objetivo de crear grandes sistemas de regadíos y saltos para la producción hidroeléctrica. Además de algún caso de subvención directa a las obras, la más importante aportación del Estado consistió en conceder avales que permitieron a las empresas eléctricas elevar su endeudamiento y acometer nuevos grandes proyectos. La proclamación de la Segunda República y la política del nuevo Gobierno, en plena gran depresión, suspendieron estas actuaciones y frenaron en seco esta dinámica expansiva.

Otra línea de intervención pública siguió el mismo trayecto de puesta en marcha durante la dictadura de Primo de Rivera. Se trataba de la electrificación de algunos tramos básicos de las líneas ferroviarias alrededor de Madrid, Barcelona, Valencia y Bilbao, para lo que se creó, en junio de 1929, un Comité técnico con el encargo de proceder a los estudios necesarios y de asesorar al Gobierno. Poco después se formó un Consorcio para la electrificación de los ferrocarriles, con la participación de dos entidades financieras, el Banco de Cataluña y el Banco de Bilbao, y de las más importantes empresas de los sectores electrotécnico y de material ferroviario, entre las cuales AEG Ibérica, Construcciones Electromecánicas de Córdoba, Siemens-Schukert, Industria Eléctrica de Sabadell, Maquinista Terrestre y Marítima y Unión Naval de Levante, además de la asistencia técnica de las grandes multinacionales del sector como ACG, Siemens, Jeumont, Metropolitan Vickers y Westinghouse. Como en los demás casos, la crisis económica de los años 1930 y los Gobiernos de la Segunda República paralizaron el proyecto.

2.2 LA RED ELÉCTRICA PENINSULAR

La construcción de una red eléctrica general en el espacio peninsular español es un tema más complejo. La interconexión de gran número de áreas de consumo y centrales de producción, pertenecientes a empresas diferentes y situadas a grandes distancias, mediante líneas y subestaciones de uso común, presenta importantes ventajas en una típica industria de red⁶⁴. Por una parte, permite el aprovechamiento de grandes recursos hidroeléctricos localizados en áreas de escaso consumo y la explotación en centrales a bocamina

de carbones pobres. Por otra parte, consiente una óptima combinación de déficit y excedentes entre zonas distantes con pautas y regímenes horarios de consumo diversos. Finalmente, al emplear medios tecnológicos de características homogéneas, utilizando la tensión más elevada, produce la máxima optimización en el uso del sistema eléctrico al menor coste posible.

La primera red general de interconexión fue instalada con éxito en Suiza ya en 1920. Poco después se construyeron redes en Alemania, Noruega y Suecia, con una importante participación de las Administraciones Públicas. En los Estados Unidos se constituyó en 1919 una comisión para promover la construcción de grandes centrales y la interconexión de los servicios eléctricos de los Estados industriales del este. La American Gas and Electric Service Corp., de carácter privado, se cita como ejemplo de red integrada capaz de aplicar con extraordinaria puntualidad las nuevas tecnologías disponibles en cada período histórico. La planificación de una red en Gran Bretaña se retrasó hasta 1926, por dificultades de diversa naturaleza, y en Francia e Italia hasta los años de la Segunda Guerra Mundial para concluir con la nacionalización de la industria⁶⁵. En última instancia, el obstáculo mayor estaba siempre en la magnitud de las inversiones necesarias para conectar y armonizar las numerosas redes regionales y locales no integradas.

En España, la intervención del Estado en esta cuestión durante la primera mitad del siglo XX fue tardía y muy poco activa. La primera oportunidad en que se planteó el tema fue en 1915 por parte de un reconocido técnico en electricidad, el jesuita J. A. Pérez del Pulgar, que propuso una red de carácter polígono-radial capaz de conectar las grandes zonas de consumo con las áreas de producción hidráulica y de carbones pobres a cargo del Estado y que implicara la práctica gratuidad para los usuarios domésticos e industriales. La respuesta de la Administración Pública, en 1918, fue elevar una consulta a la Comisión Permanente Española de Electricidad, entonces compuesta por Urrutia y los expertos J. M.^a de Madariaga, A. González Echarte y J. A. Artigas, que redactó un anteproyecto⁶⁶, del que no se hizo ningún uso. El propio Urrutia dio a conocer en 1918 su concepción del proyecto de red nacional acompañado de un esquema de las grandes conexiones⁶⁷. Tampoco hubo respuesta del Gobierno a la propuesta presentada por D. Mayor al Primer Congreso Nacional de Ingeniería celebrado en Madrid en 1919 e incorporada a las conclusiones de aquella asamblea⁶⁸.

Finalmente, mediante Real Decreto de 9 de abril de 1926, el Gobierno convocó un concurso de proyectos de red nacional de transporte de energía eléctrica y anunció el propósito de adjudicar su construcción aunque sin ningún compromiso de su parte. Los proyectos de interconexión presentados por la Asociación de Productores y Distribuidores de Electricidad —la antigua Unión Eléctrica Española—, Hullera Nacional, Montajes Industriales y Saltos del Tajo, sin embargo, quedaron una vez más en

suspense⁶⁹. La presentación de un proyecto técnico por parte de la propia Asociación constituye una prueba adicional, por si hiciera falta, de que las empresas no se opusieron a una iniciativa que sólo había de beneficiarlas. Sólo la situación de extrema escasez en la producción de electricidad que se constataba en 1944, y las graves restricciones a que había de conducir, terminaron por convencer al Gobierno de la urgencia de la construcción de la red de alta tensión para la interconexión entre las distintas zonas de producción y de consumo del territorio peninsular español, aunque volvió a inhibirse del tema y se encomendó a las empresas privadas agrupadas en Unesa que lo solucionaran a sus expensas.

No es cierto, por tanto, que se produjera oposición alguna por parte de las compañías eléctricas a una presunta propuesta de la Administración de construir la red en 1921-1924⁷⁰, como se prueba en que el principal avalador del proyecto fue el mismo Urrutia, representante de las empresas, y en las continuas solicitudes de directivos e ingenieros al Gobierno para que acometiera la obra. El propio conde de Guadalhorce, que preparó el proyecto de red eléctrica nacional después de ser nombrado ministro de Fomento en 1925 por Primo de Rivera, propugnó como presidente de Hidroeléctrica del Chorro la apertura de negociaciones con las otras empresas que operaban en Andalucía para formar una red regional capaz de conectarse a «la proyectada por el señor Urrutia»⁷¹, a su vez presidente de la Asociación de Productores y Distribuidores de Electricidad. En otras palabras, la creación de una red peninsular no sólo no encontró oposición de la mayoría de las empresas sino que fue un proyecto emblemático de la organización corporativa de la industria: su órgano lo calificó de «proyecto trascendental» y añadió que «son tales y de tal magnitud las ventajas de orden técnico industrial que la ejecución de este proyecto reportaría a la economía de la nación, que estaría justificado se prescindiese del mayor número posible de trámites para llegar prontamente a dar forma práctica a esta idea»⁷². Es más: la interconexión se produjo ya, en gran parte, desde el pacto con Saltos del Duero de 1934 y, desde luego, por cuenta de las propias empresas.

La explicación de la parálisis que afectó en todo momento al presunto proyecto estatal de construcción de la red eléctrica está contenida, de forma implícita, en el propio estudio del ingeniero Mayoral cuando alcanzó a estimar el coste de construcción de la misma en más de 151 millones de pesetas, una cifra cercana a todo el gasto de los ministerios económicos de aquel mismo año⁷³. En este orden de cosas, la inversión pública en una actuación decisiva para el desarrollo económico, como era la explotación de los recursos hidráulicos, los sucesivos gobiernos españoles, salvo en los años 1926-1929, se distinguieron del resto de gobiernos europeos por su aportación estrictamente nula: nada comparable con el inventario general de recursos realizado por el Gobierno de Suecia entre 1899 y 1903, o con los créditos y subvenciones concedi-

dos por los Gobiernos de Francia e Italia desde 1919. Las palabras de un técnico, y a la vez alto funcionario, como José Bores ante el Primer Congreso Nacional de Ingeniería resumen con claridad la aportación del Estado español al desarrollo de la hidroelectricidad:

El Estado nunca se preocupó, ni se preocupa, de adoptar ninguna medida que facilitara el progreso hidroeléctrico, ni en dar ayuda o auxilio alguno a promotores ni Empresas, ni en tomar la más pequeña iniciativa en el asunto, ni siquiera en facilitar datos suficientes de aforos, estadísticos, geodésicos, ni topográficos, ni en publicar siquiera una ley práctica de Expropiación. Y lo peor de todo, lo más abrumador, lo que más dificulta la construcción, explotación y hasta la utilización de los aprovechamientos es la escasez de nuestras vías de comunicación. Asustaría conocer las enormes sumas invertidas en transportes por las Sociedades concesionarias durante la construcción de las obras e instalaciones, y de lo que en muchas fábricas y explotaciones se recarga la unidad de obra obtenida por el mismo motivo.⁷⁴

En sentido contrario, las Administraciones Públicas, tanto estatales como municipales, parecen haber sido más de una vez muy malos clientes. La Compañía Sevillana de Electricidad, cuando menos, arrastró una considerable deuda con entidades públicas desde sus mismos comienzos y tuvo que recurrir a operaciones financieras muy costosas con grandes pérdidas. En 1936, al estallar la Guerra Civil, la deuda de distintas entidades públicas ascendía al astronómico porcentaje del 12,65% de los activos de la empresa⁷⁵.

3 LA PRODUCCIÓN DE FLUIDO

La producción de fluido eléctrico fue muy reducida en España, como en todos los países del mundo, hasta principios de siglo XX, de modo que puede considerarse como casi irrelevante desde la perspectiva del aprovisionamiento de energía al sistema económico. A partir de entonces, en cambio, emprendió una senda claramente ascendente. Se carece de información estadística rigurosa para todo el período, puesto que la mayor parte de las fuentes sólo informan de los medios de producción y se limitan al potencial de generación de la industria. Destacan particularmente, en este sentido, las informaciones realizadas por cuenta de la Unión Eléctrica Española y de la Asociación de Productores y Distribuidores de Electricidad, con datos relativos a la potencia instalada por parte de

TABLA 2 Estimaciones de la producción total de electricidad en España en 1931

| | MILES DE KWH |
|---|--------------|
| Cámara O. de Productores y Distribuidores de Electricidad | 2.681.342 |
| Arrüe Astiazarán (1) | 2.811.313 |
| Arrüe Astiazarán (2) | 3.091.925 |
| Bartolomé | 3.220.757 |
| Consejo de la Energía (1) | 2.658.482 |
| Consejo de la Energía (2) | 3.685.116 |

Fuente Bello Poëyusán (1932); Cámara Oficial de Productores y Distribuidores de Electricidad (1935); Arrüe Astiazarán (1935); Bartolomé (1999).

las principales compañías españolas⁷⁶. Pero los datos disponibles acerca de los niveles y la evolución de la producción son escasos y problemáticos.

Las cifras más comúnmente utilizadas proceden de los recuentos efectuados por la Cámara Oficial de Productores y Distribuidores de Electricidad en los años 1929-1935, que fueron considerados oficiales y se registraban como tales en las publicaciones estadísticas del Estado. A partir de ellos, el INE procedió a estimar una serie completa que cubre el período 1901-1935⁷⁷. Sin embargo, estos datos resultan defectivos porque la Cámara se limitaba a recoger la producción de sus empresas afiliadas, que, si bien eran las más importantes del país, suponían solamente una fracción del total de las compañías eléctricas. Además, el número de sus afiliadas varió entre 1929 y 1935, de manera que la tendencia ascendente de sus datos en ese tramo temporal corresponde, en buena medida, al aumento del total de entidades controladas. Los problemas para la medición de la producción eléctrica se ponen de manifiesto en que, para los años en que hay más de una fuente, las discrepancias son muy considerables. La tabla 2 reúne los datos de la Cámara para el año 1931 junto a otras cinco estimaciones.

Los datos de la Cámara adolecen de tres tipos de deficiencias puesto que no recogen información de las empresas de cierta importancia que no estaban afiliadas, como tampoco de las pequeñas industrias locales ni, por último, de algunas empresas industriales que generaban electricidad para su propio consumo o autoproductores. Estas últimas eran, generalmente, grandes consumidoras de fluido que encontraban claras ventajas en producirlo por su propia cuenta, tanto por razones de costes como por la necesidad de asegurar el suministro en todo momento. En la tabla 3 se consigna la potencia instalada en empresas de servicio público y en empresas autoproductoras en fecha de 31 de diciembre del año 1945, según las fuentes primarias empleadas. Atendiendo a estas informaciones, y conociendo la escasa entidad de los

TABLA 3 Potencia instalada en 1945, en MVA

| | TERMOLÉCTRICAS | HIDROLÉCTRICAS | TOTAL |
|------------------|----------------|----------------|---------|
| Servicio público | 444,0 | 1.609,0 | 2.053,0 |
| Autoprodutores | 178,7 | 169,6 | 348,3 |
| Total | 622,7 | 1.778,6 | 2.401,3 |

Fuente: Ministerio de Industria (1959).

cambios a lo largo del período 1929-1945, se puede aceptar que la producción de electricidad para su propio consumo por parte de empresas manufactureras podía situarse cerca del 15% de la potencia instalada disponible por las compañías de servicio público.

Las otras cinco estimaciones recogidas en la tabla 2 trataron de corregir las principales ausencias de las listas de la Cámara. Las dos cifras que proporciona Arrúe Astiazarán y la de Bartolomé corresponden a cálculos de carácter estimativo. Todas quedan aún lejos de la cifra final obtenida para ese mismo año por el Consejo de la Energía. La primera de las cifras propuesta por este organismo se obtuvo a partir de un procedimiento riguroso de registro, que controló la producción de todas las centrales con potencia instalada superior a 400 kVA. Sin embargo, el Consejo de la Energía tampoco logró acceder a los datos de producción de una gran cantidad de las centrales controladas, por lo que proporcionó una segunda cifra, muy distinta, con la adición de la producción estimada de aquellas fábricas para las que no disponía de información. Todavía faltaría en este segundo cálculo el total de la producción debido a las centrales de potencia inferior a 400 kVA.

En la imposibilidad de contar con información cuantitativa de valor contrastado, en los párrafos que siguen se optará por la vía más pragmática que consiste en emplear las series disponibles del mejor modo posible en función de los objetivos que se buscan en cada momento. En lo que se refiere al nivel de la producción total de electricidad en España, los datos más cercanos a la realidad son, seguramente, los elaborados por Bartolomé⁸. No se trata de estimaciones directas, a partir de indicadores de la producción, sino indirectas o de capacidad de producción, por lo que desconocen las alteraciones en el factor de utilización de la potencia instalada por la irregularidad en la disposición de los recursos hidráulicos o por interrupciones en el funcionamiento de la industria debidas a otro tipo de causas. Con estos datos, España aparece colocada en 1935 en la posición decimotercera del mundo tanto en términos absolutos como por habitante.

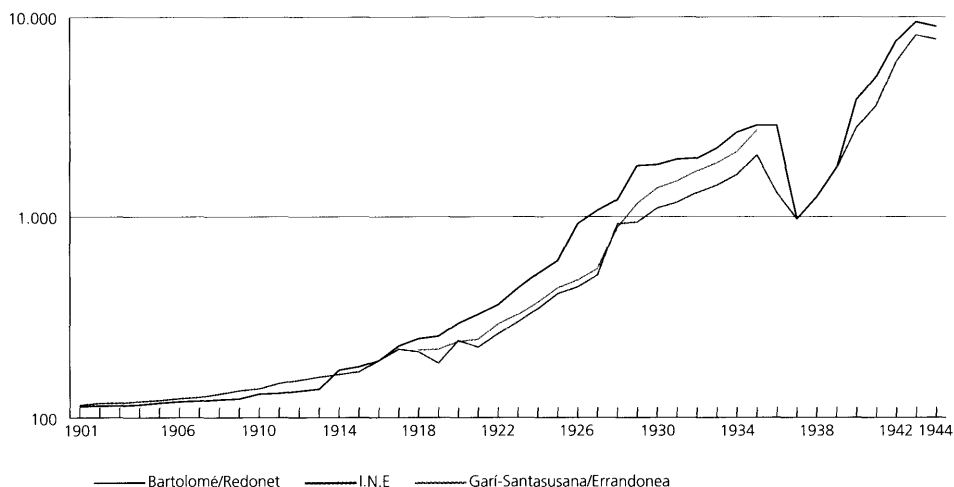
La evolución que muestra la producción eléctrica entre 1901 y 1944 es de crecimiento continuo, aunque con interrupciones. El gráfico 1 presenta, en escala semilogarítmica, las series del INE y de Bartolomé, la última de las cuales he completado con datos de Redonet para el resto del período. Se incluye, como elemento de control, una serie para 1918-1927, formada con datos de Garí y Santasusana, a partir de la producción de 29 sociedades, entre las cuales se encuentran prácticamente todas las de mayor tamaño⁷⁹, y prolongada para 1928-1934 con estimaciones anuales de Errandonea. Hay coincidencia entre ambas series en una gran caída, perfectamente previsible, durante la Guerra Civil de 1936-1939 y un descenso muy moderado en 1944. La serie del INE, más sensible a las variaciones reales, también apunta una caída importante al fin de la Primera Guerra Mundial (1918-1919 y 1921). Algún autor ratifica la interrupción de este período de postguerra (1918-1921)⁸⁰, si bien Garí y Santasusana, cuyos datos son plenamente fiables, aunque parciales, no confirman los descensos de 1919 y de 1921.

Se comprueba con claridad una importante aceleración entre 1914 y 1929, partiendo de niveles previos muy bajos. A pesar de que la Primera Guerra Mundial dificultó el suministro de material eléctrico de importación en muchas de las obras de construcción de saltos, el ritmo de crecimiento de la producción hidroeléctrica en esos años fue elevado, bajo el impulso de una extraordinaria carestía del carbón. Los precios relativos de la electricidad evolucionaron a la baja, mientras que los del carbón seguían la línea contraria⁸¹. La expansión prosiguió en los años posteriores e incluso se aceleró en el tramo final de la Dictadura de Primo de Rivera. La crisis de 1929 y el cambio de régimen político de 1931, por el contrario, provocaron una fuerte caída de la inversión y la Guerra Civil interrumpió drásticamente incluso los trabajos en curso.

La reconstrucción de posguerra y las nuevas inversiones requerían de bastante tiempo para alcanzar resultados, tanto más cuanto que la Segunda Guerra Mundial introdujo dificultades insalvables en el aprovisionamiento de material eléctrico y la congelación de las tarifas dañó muy seriamente la capacidad financiera de las empresas, de modo que el potencial productivo del sector permaneció prácticamente estancado hasta el final del período. La distribución territorial de la producción, por tanto se alteró muy poco entre 1929 y 1944.

Los datos relativos al año 1941, recogidos en la tabla 4 a partir de información oficial, describen la estructura geográfica de la producción por Comunidades Autónomas. Se ha unido a la tabla la referencia de la electricidad producida en territorio de Andorra, que desde muchos años antes era transportada a Cataluña por el grupo Barcelona Traction. El criterio de asignación es de carácter estrictamente geográfico, puesto que, en términos de consumo, gran parte del fluido producido en las provincias aragonesas era utilizado en Cataluña, por el grupo Barcelona Traction o por el grupo Cooperativa de

GRÁFICO 1 Producción española de electricidad, 1901-1944



Fluido Eléctrico/Catalana de Gas y Electricidad⁸², y en el País Vasco, fundamentalmente a través de Hidroeléctrica Ibérica. Castilla y León transfería gran parte de la electricidad generada en su territorio hacia el País Vasco o Madrid y Castilla-La Mancha también a Madrid.

Los datos desagregados a nivel provincial demuestran que la producción de energía eléctrica en España se hallaba fuertemente concentrada en todo el período. La provincia de Lérida, con 894.951.258 kWh producidos durante el año 1933, alcanzaba por sí sola casi la cuarta parte de la producción española. Junto con las de Huesca (500.007.254 kWh), Valencia (501.849.788 kWh) y Asturias (331.711.725 kWh) sumaban un 57,3%; es decir, bastante más que las restantes cuarenta y seis provincias españolas.

Los grandes aprovechamientos se situaban en la cuenca del Ebro, especialmente en los afluentes que descienden de los Pirineos: Gállego (Eléctricas Reunidas de Zaragoza y Energías e Industrias Aragonesas), Cinca (Hidroeléctrica Ibérica), Ésera (Cooperativa de Fluido Eléctrico) y Segre con sus propios afluentes Noguera Pallaresa y Flamicell (Riegos y Fuerza del Ebro y Energía Eléctrica de Cataluña). En tramos intermedios sólo tenían verdadera importancia los saltos de Sástago (Electro-Metalúrgica del Ebro) y Flix (Electro-Química de Flix). La segunda cuenca en producción era la del Júcar, con los saltos explotados por la Hidroeléctrica Española (Molinar, Millares) y de Eléctrica de Castilla, controlada por la Unión Eléctrica Madrileña. La cuarta provincia

TABLA 4 Producción de electricidad en 1941 por Comunidades Autónomas y en Andorra

| KWH | | KWH | |
|--------------------|-------------|-------------|------------|
| Cataluña | 850.145.250 | País Vasco | 70.887.288 |
| Aragón | 628.352.908 | Navarra | 61.872.681 |
| Valencia | 521.842.818 | Murcia | 57.573.850 |
| Andalucía | 414.007.954 | La Rioja | 25.790.925 |
| Castilla y León | 352.719.508 | Madrid | 25.230.913 |
| Asturias | 331.711.725 | Baleares | 22.818.048 |
| Castilla-La Mancha | 291.656.933 | Canarias | 19.423.758 |
| Galicia | 104.356.504 | Extremadura | 4.122.082 |
| Cantabria | 75.706.019 | Andorra | 31.702.030 |

Fuente Estimación propia con datos del *Anuario Estadístico de España* (1943).

era Asturias, donde se reunían también aprovechamientos térmicos de importancia como el de la Cooperativa Eléctrica de Langreo. La vertiente del Duero comenzaba una expansión tardía que la convertiría, posteriormente, en un área de enorme importancia.

El sistema eléctrico de España se caracterizaba por un fuerte predominio hidroeléctrico, con una producción térmica muy reducida que en gran parte sólo se empleaba como elemento de regularización. La serie de producción del INE permite observar su evolución de forma desagregada según el origen de la generación, como presenta el gráfico 2, para los años 1930-1944. La reducida magnitud de la termoelectricidad pone en evidencia su función básica de reserva a lo largo del período.

En todo caso, el gran predominio de los aprovechamientos hidráulicos como fuente primaria para la generación de electricidad en un medio natural caracterizado por una pluviosidad extraordinariamente variable producía diversas consecuencias en el sistema, entre las que destaca la irregularidad de la producción. El régimen torrencial de la mayoría de los ríos y la diversidad de las condiciones hidráulicas de un año para otro se refleja en la muy acentuada volatilidad de la serie de producción anual, que muestra el gráfico 3, extendido, en este caso, hasta el año 1950 por las mayores garantías que ofrece la serie en su último tramo temporal.

Aparte de la variabilidad interanual provocada por las condiciones climáticas, el sistema hidráulico padece de estiajes prolongados, de distinta intensidad y de desigual distribución a lo largo del año. A su vez, el recurso a la producción termoeléctrica, utilizada como reserva en las redes de cierta importancia, respondía principalmente, de forma inversa, al régimen de hidraulicidad del año y a las disponibilidades de

GRÁFICO 2 Producción española de electricidad (GWh)

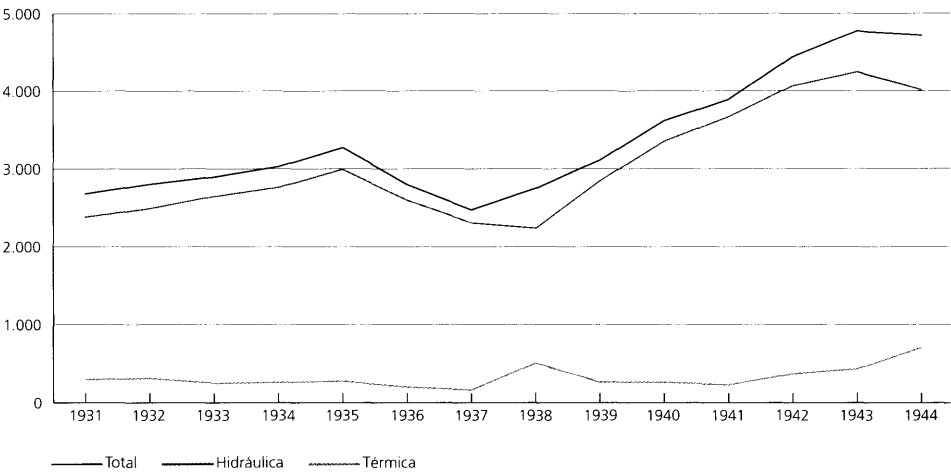


GRÁFICO 3 Variaciones anuales de la producción eléctrica española



GRÁFICO 4 Eficiencia del sistema eléctrico, 1931-1950
(kWh producidos por cada kW de potencia instalado)



electricidad de ese origen. Así pues, la producción de origen térmico, por causa de su carácter de recurso de reserva, también resultaba fuertemente influida por los factores climáticos. En un año de lluvias abundantes, el carbón se empleaba como combustible para la producción de electricidad de forma limitada. Además de la irregularidad de la producción, una segunda característica que informa el sistema eléctrico español del período es la baja utilización de la potencia instalada total, lo que perjudicaba seriamente la rentabilidad del sector de generación. Por ello, las magnitudes de la eficiencia productiva del sistema eléctrico, como ilustra el gráfico 4 para el período 1931-1950, eran poco satisfactorias y hacían necesario elevar el factor de utilización, mediante el estímulo de nuevos empleos de la electricidad, para optimizar el uso del equipo productivo.

El dominio de la energía hidráulica como fuente principal para la generación de electricidad, en las condiciones propias del territorio español, comportaba varias consecuencias de gran trascendencia. Para comprender mejor la evolución histórica del sector en España, es conveniente resaltar dos de ellas que se derivan de la necesidad de construir grandes embalses para lograr alguna regularidad en las aguas fluyentes: la exigencia de una enorme movilización de capital, lo que tendía a retrasar las decisiones de inversión hasta que se disponía de razonables expectativas en lo que ata-

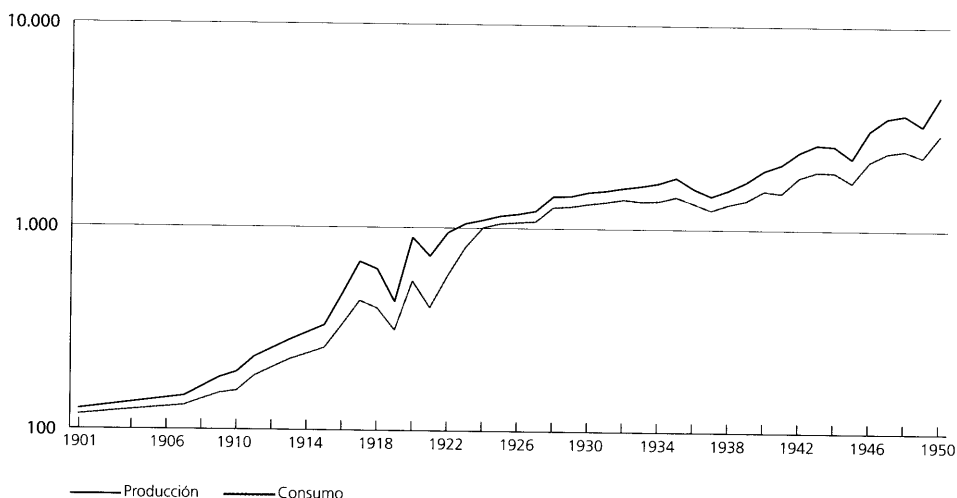
ña a la demanda de fluido, y los largos períodos de construcción de esas infraestructuras productivas, lo que retrasaba la satisfacción de los potenciales consumos previamente constatados.

4 EL CONSUMO DE FLUIDO ELÉCTRICO

La producción total de electricidad, o consumo interior bruto, no tiene otra finalidad que servir energía a los demandantes para los distintos usos de que aquella es susceptible. Sin embargo, desde la generación primaria hasta los usuarios finales se producen una serie de pérdidas o empleos que la reducen por causa del consumo efectuado en los servicios auxiliares de las instalaciones de producción, por el realizado con fines de transformación para obtener los empleos contratados por los consumidores y, en fin, por las pérdidas en transporte. Esta circunstancia introduce una serie de condicionamientos al conjunto del sistema. Un nuevo tipo de restricciones está motivado por la imposibilidad de proceder al almacenaje de la energía eléctrica, por lo que ésta debe ser producida en la proporción que es demandada por los consumidores y en el mismo momento en que éstos lo requieren. Existe, por tanto, una vinculación estrecha entre producción y consumo, tal como muestra el gráfico 5 a partir de los datos del INE.

Sin embargo, la relación entre producción y consumo en España durante el período ha sido objeto de diferentes explicaciones. Se ha sostenido que, hasta la Guerra Civil, se habría asistido a una etapa en que los aumentos de la capacidad de la producción de la industria avanzaron netamente la potencia instalada sobre las necesidades de consumo por efecto de un muy lento crecimiento de la demanda⁸³. En cambio, también se ha defendido todo lo contrario: las empresas sólo se habrían decidido a incrementar su potencial productivo cuando tenían constancia de una suficiente demanda insatisfecha. Ambas afirmaciones pueden mantenerse para situaciones diversas según mercados y períodos concretos. En ciertas regiones con mercados cerrados, como Mallorca o Galicia, se han constatado insuficiencias y retraso de la producción respecto de la demanda con carácter puntual⁸⁴ e incluso por períodos prolongados de tiempo⁸⁵. En otras condiciones, como las de Cataluña, las compañías que controlaban el mercado dispusieron de la oportunidad de incrementar su oferta por la vía de la interconexión con Andorra o por la adquisición de fluido a algunos grandes autoproductores, de modo que no registraron escaseces e incluso pudieron suministrar excedentes al mercado aragonés, como ocurrió con los contratos de venta de Riegos y Fuerza del Ebro a Eléctricas Reunidas de Zaragoza en 1928⁸⁶.

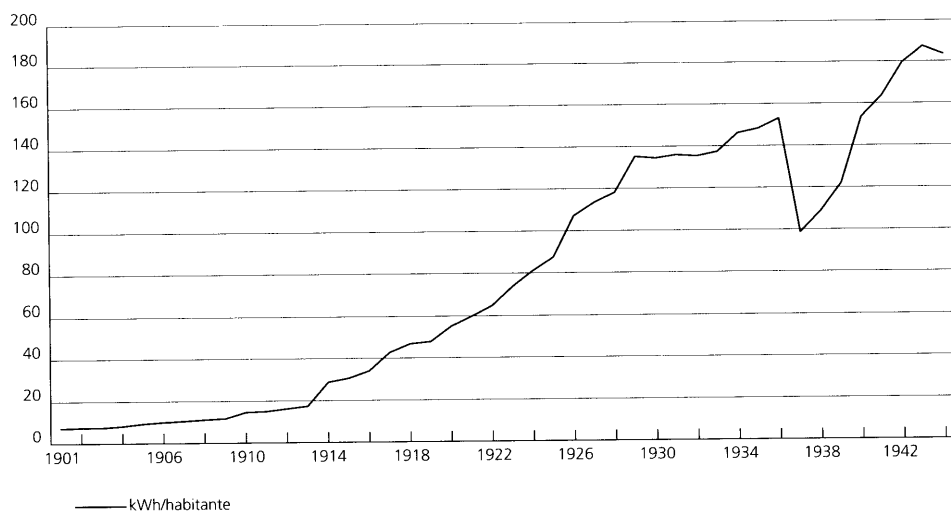
GRÁFICO 5 Producción y consumo final de energía eléctrica (millones de kWh)



Más allá de situaciones específicas en algunos mercados locales y regionales, los años que siguen al fin de la Primera Guerra Mundial aparecen como un período de escasez, en gran parte a causa de la enorme carestía del carbón y de la imposibilidad por parte de las empresas de cubrir costes con los precios reales del fluido en caída libre a causa de la congelación aplicada por los sucesivos Gobiernos. En suma, la relación entre producción y consumo parece haber sido de déficit significativos a partir de 1914, durante una serie de años en que los altos precios del carbón y el espectacular descenso del precio de la electricidad desencadenaron un intenso proceso de sustitución, especialmente en los consumos industriales. Los mercados tendieron a estabilizarse a lo largo de la década 1920-1930, gracias a un fuerte crecimiento de la producción hidroeléctrica, y volvieron a situaciones de desequilibrio, por debilidad de la demanda y exceso de capacidad instalada, en los años de la gran depresión entre 1930 y 1935. La paralización de los nuevos proyectos y de la inversión en ese mismo período y, todavía más, en la etapa de la Guerra Civil determinó una nueva y aún más grave situación de insuficiencia desde 1940-1944 que culminó en las restricciones de 1945-1954.

Una vez que han sido alcanzados niveles elevados de electrificación, el consumo de fluido puede ser un buen indicador de los niveles de vida de la población y, por lo mismo, resulta útil disponer de datos comparativos para distintas sociedades y diferentes períodos de tiempo. Cuando ese proceso se encuentra todavía en su etapa formativa, como

GRÁFICO 6 Consumo bruto de electricidad por habitante, 1901-1944



ocurre en la España anterior a 1945, sólo sirve de aproximación parcial. Con todo, la serie del consumo bruto de electricidad por habitante, recogida en el gráfico 6, sugiere que desde 1929-1930 los niveles de bienestar material de la población española sufrieron un deterioro importante, lo que viene confirmado por muchas otras fuentes de información, aunque no es posible proceder a muchos matices acerca de ello.

El análisis de la distribución espacial del consumo en un mismo momento aporta una información orientativa acerca de los grados de desarrollo de las distintas regiones. Con tal fin, la tabla 5 define el tamaño de los mercados regionales de electricidad y los niveles del consumo por habitante en cada uno de ellos con referencia al año 1934. Los factores que intervienen en la determinación de los niveles regionales son diversos. En una primera instancia, existe una asociación entre volumen de consumo y población. Un segundo factor explicativo, aún más importante, está en el grado de industrialización: la ausencia de industria está inexorablemente asociada con el bajo consumo por habitante. Adicionalmente, la estructura sectorial de la industria resulta importante, puesto que la industria pesada —como minería, química o siderurgia— comporta consumos elevados mientras que la industria ligera y la mayoría de los servicios suponen niveles bajos o intermedios.

Las cifras de la tabla 5 desconocen los datos de Baleares y, según expresa el propio autor de los cálculos, subestiman el nivel de Cataluña⁸⁷. Los consumos absolutos de

TABLA 5 Consumo bruto de electricidad en 1934, por regiones

| | CONSUMO BRUTO (KWH) | POBLACIÓN | CONSUMO POR HABITANTE (KWH/HAB) |
|------------------------|------------------------|------------|------------------------------------|
| Cataluña | 1.005.180.018 | 2.701.292 | 372 |
| País Vasco-Navarra | 499.385.915 | 1.237.593 | 403 |
| País Valenciano-Murcia | 448.520.209 | 1.896.738 | 236 |
| Andalucía | 365.297.180 | 4.609.870 | 79 |
| Madrid | 284.171.089 | 1.383.951 | 205 |
| Asturias-Santander | 263.315.290 | 1.156.002 | 228 |
| Aragón | 210.532.200 | 1.031.559 | 204 |
| Galicia | 85.935.210 | 2.230.281 | 39 |
| Castilla la Vieja | 70.215.325 | 1.984.103 | 35 |
| Centro | 34.816.500 | 2.646.751 | 13 |
| Canarias | 19.435.230 | 555.128 | 35 |
| ESPAÑA | 3.286.804.186 | 21.433.268 | 153 |

Fuente Errandonea (1935a).

cada región se contabilizan por la producción en central, por tanto incluyen las pérdidas aproximadas de energía producida en el transporte y distribución. En cualquier caso, queda claro que se registra una importante polarización del consumo en pocos mercados, puesto que Cataluña alcanza una tercera parte del total español y la suma de los conjuntos de País Vasco y Navarra, por un lado, y País Valenciano y Murcia, por otro lado, asciende a casi otra tercera parte. El resto de España, con cerca de seis veces más habitantes que Cataluña, superaba de poco el consumo de esta última región.

En términos por habitante, País Vasco-Navarra y Cataluña más que duplican la media española y superan los niveles relativos de países bastante avanzados en la utilización de esta energía como Francia o Italia⁸⁸. También País Valenciano-Murcia, Asturias-Santander, Madrid y Aragón sobrepasan ampliamente el promedio nacional. En cambio, el resto de regiones se sitúan alrededor de la mitad del nivel general español o incluso a menos de un tercio. Las cifras de Galicia, Castilla la Vieja, Canarias y Centro resultan extremadamente bajas en el contexto de la Europa occidental.

La distribución del consumo por utilizaciones finales puede ser captada únicamente en la medida en que exista información desagregada. Para el período aquí considerado sólo es posible distinguir las grandes aplicaciones para alumbrado, tracción y fuerza industrial. En 1933, el consumo para luz en España correspondió al 21,4% del total de los kilovatios/hora facturados, el 11,1% se aplicaba a consumos de tracción y el 67,5% restante para fuerza y aplicaciones industriales. Estos porcentajes, a causa de la diversidad de las tarifas correspondientes, se trocaban en 45,2%, 3% y 51,8%, si se expre-

TABLA 6 Estructura porcentual del consumo final de energía eléctrica

| | 1933 | 1945 |
|-----------|------|------|
| Alumbrado | 21,4 | 20,4 |
| Tracción | 11,1 | 11,5 |
| Industria | 67,5 | 68,1 |

Fuente: *Anuario(s) Estadístico(s) de España*.

san en las participaciones respectivas de cada una de aquellas utilizaciones en los ingresos de explotación de las empresas eléctricas⁸⁹. La comparación entre esos porcentajes muestra la importancia del consumo para alumbrado, puesto que, desde la perspectiva de las empresas, constituía la fuente de ingresos fundamental y, por tanto, la clave de su rentabilidad.

La distribución porcentual de consumo final de electricidad del año 1933 se había alterado muy poco en 1945, como muestra la tabla 6. Para 1945 es posible identificar el componente correspondiente al alumbrado público, que ascendió al 2% del total; es decir, una décima parte del porcentaje aplicado a utilizaciones de iluminación. De la comparación entre las dos columnas de la tabla se deduce que la estructura del consumo de electricidad había alcanzado un cierto grado de estabilidad en los años próximos a la Guerra Civil.

Notas

- 1 Para otras visiones de síntesis, Llorente Chala (1979), Hernández Andreu (1981), Sudrià (1990a), Núñez Romero-Balmas (1995), Bartolomé (1995), Cayón García (2001).
- 2 Para los párrafos que siguen, Maluquer de Motes (1992).
- 3 Planas venía dedicándose a la fabricación de turbinas hidráulicas desde 1858. Desde 1886 hasta 1910 construyó 260 turbinas para sendos saltos de agua destinados a la producción de electricidad para el servicio público y para la producción de carburo de calcio. Nadal (1992).
- 4 Núñez Romero-Balmas (1994), p. 130.
- 5 Sudrià (2000).

- 6 Tena Junguito (1988).
- 7 Smith (1920), p. 12.
- 8 Costa (1983).
- 9 Hertner (1987).
- 10 Hertner (1990).
- 11 Broder (2001), p. 446.
- 12 Doria y Hertner (2004).
- 13 Bernal (1994), p. 167.
- 14 Hierro (1997).
- 15 García de la Infanta (1986).
- 16 Nadal (1992), pp. 79-84.
- 17 Pérez Picazo y Martínez Carrión (2001), p. 435.
- 18 Núñez Romero-Balmas (1994b).
- 19 Arrúe Astiazarán (1935).

- 20 Un buen ejemplo de desarrollo local, en Amigo Román (1991).
- 21 Sudrià (1983).
- 22 Muriel (2002).
- 23 Antolín (1996).
- 24 Los compradores fueron Eduardo Aznar, futuro primer presidente de la Hidroeléctrica Ibérica, y José de Orueta, también miembro del Consejo de Administración fundacional.
- 25 Muriel (2002), pp. 22-27.
- 26 Tedde de Lorca (1987), Aubanell (2000).
- 27 Muriel (2002), p. 39.
- 28 Aubanell (1992), Cayón García (1997), Jiménez (1999).
- 29 *Hidroeléctrica Española* (1958), p. 40, Chapa (2002).
- 30 Anes Álvarez (1995), p. 122.
- 31 Bernal (1993).
- 32 Bernal (1994), p. 172.
- 33 Para los párrafos siguientes, Maluquer de Motes (1983) y (2000). Asimismo, Capel (1994).
- 34 Sureda (1959), Broder (2001).
- 35 Lantier (1994), p. 1074.
- 36 Segreto (1987), p. 883.
- 37 Segreto (1987) y (1992).
- 38 Muñoz Linares (1954).
- 39 Chapa (2002), Muriel (2002).
- 40 Díaz Morlán (1998).
- 41 Garrués Irurzun (1994), Núñez Romero-Balmas (1995), Anes Álvarez (1995), Díaz Morlán (1998), Carmona Badía (1999), Cayón García (2001), Chapa (2002).
- 42 Keynes (1987), p. 53. Citado por Anes Álvarez (1999), p. 1347.
- 43 Anes Álvarez (1999), p. 1350.
- 44 Cerutti (2001), pp. 23-26.
- 45 Vaquer Estades (1986).
- 46 Macías (2001), p. 491.
- 47 Carmona y Pena (1985), pp. 35-45. Carmona (1999), pp. 1388-1390.
- 48 Anes Álvarez (1995), p. 121.
- 49 Ojeda (2000), p. 177.
- 50 Maluquer de Motes (1991).
- 51 Germán (1990).
- 52 Segreto (1987), pp. 896-897 y n. 65.
- 53 Segreto (1987), p. 895.
- 54 Bernal (1993), p. 97, y (1994), p. 176.
- 55 García-Rodrigo (1927), pp. 321-330. Es errónea, por tanto, la fecha de 28 de diciembre de 1918 que apunta Buesa (1986), p. 131, citando a Montañés (1935), pp. 76-90.
- 56 García-Rodrigo (1927), p. 162-163.
- 57 Bello Poëyusan (1932).
- 58 García de Enterría (1994).
- 59 Cambó (1919).
- 60 Gallego Ramos (1919).
- 61 Gallego Ramos (1922), p. 4.
- 62 Gianetti (1985), pp. 83-84.
- 63 Urrutia (1918), pp. 61-62.
- 64 Torá (1983), Aranceta (1983).
- 65 Hughes (1983).
- 66 Comisión Permanente Española de Electricidad (1919).
- 67 Urrutia (1918), pp. 53-54.
- 68 Mayoral (1919).
- 69 Sintés Olives y Vidal Burdils (1933).
- 70 Antolín [(1997), p. 206] confunde, sin duda, la acérrima oposición al decreto La Cierva de 1921 con una supuesta hostilidad corporativa a la red eléctrica, de la que no aporta indicio ni prueba alguna.
- 71 Bernal (1994), pp. 236-237. También coincide en este punto Núñez Romero-Balmas [(1994), p. 156] quien califica a Urrutia de «promotor de la idea de la interconexión eléctrica a escala nacional».
- 72 Gallego Ramos (1919), pp. 10-11.
- 73 Comín (1989), p. 425.
- 74 Bores (1919), pp. 306-307.
- 75 Bernal (1994), p. 180.
- 76 Un pormenorizado inventario de fuentes en Bartolomé (1999).
- 77 La serie se incluyó en diferentes publicaciones oficiales y en los *Anuarios Estadísticos de España*.
- 78 Bartolomé (1999).
- 79 Garí Gimeno y Santasusana Roca (1931).
- 80 Errandonea (1935a), p. 699.
- 81 Maluquer de Motes (1987).
- 82 Maluquer de Motes (1991).
- 83 Hernández Andreu (1991), Buesa (1986).
- 84 Vaquer Estades (1986).
- 85 Carmona Badía (1999).
- 86 Germán (1990), p. 59.
- 87 Errandonea (1935a).
- 88 Maluquer de Motes (1985).
- 89 Arrúe Astiazarán (1935), p. 26.

- Amigo Román, P. (1991), «La industria eléctrica en Valladolid (1887-1930): características fundamentales», en B. Yun Casalilla (ed.), *Estudios sobre capitalismo agrario, crédito e industria en Castilla (siglos XIX y XX)*, Junta de Castilla y León, Valladolid, pp. 203-234.
- Anes Álvarez, R. (1995), «Consideraciones sobre dos empresas productoras de energía eléctrica: Hidroeléctrica del Cantábrico y Electra de Viesgo», en M. Llordén Miñambres (ed.), *De empresas y empresarios en la España contemporánea*, Universidad, Oviedo.
- Anes Álvarez, R. (1999), «La constitución de la Compañía Hispano-Americana de Electricidad», en A. Carreras et al., *La industrialización y el desarrollo económico de España*, Ediciones de la Universidad, Barcelona, vol. II, pp. 1344-1355.
- Antolín, F. (1996), «Hidroeléctrica Ibérica y la electrificación del País Vasco», en F. Comín y P. Martín Aceña (eds.), *La empresa en la historia de España*, Civitas, Madrid, pp. 237-264.
- Antolín, F. (1997), «Dotaciones y gestión de los recursos energéticos en el desarrollo económico de España», en *Papeles de Economía Española*, 73, pp. 193-207.
- Antolín, F. (1999), «Samuel Insull y Juan Urrutia, dos empresarios de principios de siglo. La formación de la gran empresa eléctrica española en un contexto comparativo», en A. Carreras et al., *La industrialización y el desarrollo económico de España*, Ediciones de la Universidad, Barcelona, vol. II, pp. 1356-1377.
- Aranceta, J. (1983), «La red de transporte y distribución de energía eléctrica en España peninsular», en *Papeles de Economía Española*, 14, pp. 217-223.
- Arrúe Astiazarán, M. (1935), *Desarrollo y perspectivas del consumo de energía eléctrica para luz. Su importancia para la industria eléctrica y la economía nacional*, Cámara Oficial de Productores y Distribuidores de Electricidad, Madrid.
- Aubanell, A. M.^a (1992), «La competencia en la distribución de electricidad en Madrid, 1890-1913», en *Revista de Historia Industrial*, 2, pp. 143-171.
- Aubanell, A. M.^a (2000), «Estrategia empresarial y estrategia financiera de la sociedad Hidroeléctrica Española, (1907-1935)», en *Revista de Historia Industrial*, 17, pp. 153-185.
- Bartolomé, I. (1995), «Los límites de la 'hulla blanca' en vísperas de la Guerra Civil: un ensayo de interpretación», en *Revista de Historia Industrial*, 7, pp. 109-139.
- Bartolomé, I. (1999), «La industria eléctrica en España antes de la guerra civil: reconstrucción cuantitativa», en *Revista de Historia Industrial*, 15, pp. 139-159.
- Bello Poëyusan, S. (1932), *Estadística de las centrales eléctricas superiores a 400 K.V.A. con un mapa*. Año 1932, Consejo de la Energía, Madrid.
- Bernal, A. M. (1994), «Historia de la Compañía Sevillana de Electricidad (1894-1983)», en J. Alcaide et al. (eds.), *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien años de historia*, Fundación Sevillana de Electricidad, Sevilla, pp. 160-271.
- Bores Romero, J. (1919), «Orientaciones sobre la concesión y tributación de los saltos de agua», en Instituto de Ingenieros Civiles de España, *Primer Congreso Nacional de Ingeniería*, Sucesores de Rivadeneyra, Madrid, vol. II, pp. 303-317.
- Broder, A. (2001), «Les investissements suisses en Espagne (1890-1955)», en M. Cerutti et al. (eds.), *La Suisse et l'Espagne de la République à Franco (1936-1946)*, Antipodes, Lausanne, pp. 441-461.
- Buesa, M. (1986), «Política industrial y desarrollo del sector eléctrico en España (1940-1963)», en *Información Comercial Española*, pp. 121-135.
- Cámara Oficial de Productores y Distribuidores de Electricidad (1936), *Datos estadísticos técnicos de las Centrales Eléctricas Españolas*, Madrid.
- Cambó, F. de A. (1919), *Vuit mesos al Ministeri de Foment. Ma gestió ministerial*, Editorial Catalana, Barcelona.
- Capel, H. (dir.) (1994), *Las tres chimeneas: implantación industrial, cambio tecnológico y transformación de un espacio urbano barcelonés*, FECSA, Barcelona.
- Carmona Badía, J. (1999), «Galicia en el desarrollo del sector eléctrico español (1900-1982)», en A. Carreras et al., *La industrialización y el desarrollo económico de España*, Universidad, Barcelona, vol. II, pp. 1378-1397.
- Carmona Badía, J., y Pena Espinha, J. (1985), «As origens do sector eléctrico na Galiza, 1888-1936», en *Agália*, monográfico n.º 2, pp. 33-48.
- Cayón García, F. (1997), *Un análisis del sector eléctrico en Madrid a través de las empresas Hidroeléctrica Española y Unión Eléctrica Madrileña*, Fundación Empresa Pública 97/08, Madrid.

- Cayón García, F. (2001), «Electricidad e Historia: La perspectiva de un siglo», en *Transportes, Servicios y Telecomunicaciones*, 1, pp. 113-133.
- Cerutti, M. (2001), «Introduction», en M. Cerutti *et al.* (eds.), *La Suisse et l'Espagne de la République à Franco (1936-1946)*, Antipodes, Lausanne, pp. 5-29.
- Chapa, Á. (2002), *Cien años de historia de Iberdrola. Los hechos*, Iberdrola, Madrid.
- Comín, F. (1989), «El sector público», en A. Carrereas, (ed.), *Estadísticas históricas de España. Siglos XIX-XX*, Fundación Banco Exterior, Madrid, pp. 395-460.
- Comisión Permanente Española de Electricidad (1919), *Proyecto de Ley para el establecimiento de una red nacional de distribución de corriente eléctrica. Informe*, Ministerio de Fomento, Madrid.
- Costa, M.^a T. (1983), *La financiación del capitalismo español en el siglo XIX*, Ediciones de la Universidad, Barcelona.
- Díaz Morlán, P. (1988), «El proceso de creación de Saltos del Duero (1917-1935)», en *Revista de Historia Industrial*, 13, pp. 181-198.
- Doria, M., y Hertner, P. (2004), «Urban Growth and the Creation of Integrated Systems: the Cases of Genoa and Barcelona, 1894-1914», en A. Giuntini *et al.* (eds.), *Urban Growth on Two Continents in the 19th ad 20th Centuries. Technology, Networks, Finance and Public Regulation*, Comares, Granada, pp. 217-248.
- Errandonea, F. (1935a), «Producción y consumo de electricidad en varios países y en España», en *Ingeniería y Construcción*, XIII, 156, pp. 697-705.
- Errandonea, E. (1935b), «La economía de la producción eléctrica en España», en *Ingeniería y Construcción*, XIII, 153, pp. 529-535.
- Gallego Ramos, E. (1919), «Las industrias eléctricas en España durante el año 1918», en *La Energía Eléctrica*, XXI, pp. 1-10.
- Gallego Ramos, E. (1922), «Desarrollo de la industria eléctrica nacional durante el año 1921», en *La Energía Eléctrica*, XXIV, pp. 1-4.
- García de Enterría, E. (1994), «El régimen jurídico de la electricidad durante el siglo de vida de la Compañía Sevillana de Electricidad», en J. Alcaide *et al.* (eds.), *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien años de historia*, Fundación Sevillana de Electricidad, Sevilla, pp. 99-125.
- García de la Infanta, J. M.^a (1986), *Los primeros pasos de la luz eléctrica en Madrid y otros acontecimientos*, Fondo Natural, Madrid.
- García-Rodrigo, C. M.^a (1927), *Legislación eléctrica*, Revista de los Tribunales, Madrid.
- Garí Gimeno, J., y Santasusana Roca, L. (1931), «Desarrollo y rentabilidad de la industria eléctrica en España», en *Actas y Memorias de la Conferencia Mundial de la Energía*, Vicente Rico, Madrid, vol. II, pp. 269-281.
- Garrués Irurzun, J. A. (1997), *Empresas y empresarios en Navarra. La industria eléctrica, 1888-1986*, Gobierno de Navarra. Departamento de Educación y Cultura, Pamplona.
- Germán, L. (ed.) (1990), *Eléctricas Reunidas de Zaragoza (1910-1990). El desarrollo del sector eléctrico en Aragón*, Institución Fernando el Católico, Zaragoza.
- Giannetti, R. (1985), *La conquista della forza. Risorse, tecnologia ed economia nell'industria elettrica italiana (1883-1940)*, Franco Angeli, Milán.
- Hernández Andreu, J. (1981), «Orígenes, expansión y limitaciones del sector eléctrico en España 1900-1936», en *Información Comercial Española*, 577, pp. 137-150.
- Hertner, P. (1987), «Les sociétés financières suisses et le développement de l'industrie électrique jusqu'à la Première Guerre Mondiale», en F. Cardot (ed.), *Un siècle d'électricité dans le monde, 1880-1980*, Presses Universitaires de France, París, pp. 341-355.
- Hertner, P. (1990), «Estrategias financieras y adaptación a los mercados exteriores: la industria electro-técnica alemana y sus actividades multinacionales de 1890 a 1939», en A. Teichova *et al.*, *Empresas multinacionales, finanzas, mercados y gobierno en el siglo XX*, Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, Madrid, pp. 199-200.
- Hidroeléctrica Española*, S.A. 1907-1957 (1958), Madrid.
- Hierro Castarlenas, M. (1997), «Els orígens», en P. Muñoz Hernández, coord., *De la Sociedad Electro-Química de Flix a Erkimia 1897-1997*, Ercros, Barcelona, pp. 11-24.
- Hughes, T. P. (1983), *Networks of Power Electrification in Western Society, 1880-1930*, The John Hopkins University Press, Baltimore.
- Jiménez, J. C. (1999), «El sector energético», en J. L. García Delgado, *Estructura económica de Madrid*, Civitas, Madrid, pp. 371-392.
- Keynes, J. M. (1987), *Las consecuencias económicas de la paz*, Crítica, Barcelona.
- Lanthier, P. (1993), «Les entreprises du secteur électrique: la construction électrique», en M. Lévy-Lebo-

- yer y H. Morsel (dirs.), *Histoire générale de l'Électricité en France*, Fayard, París, vol. II, pp. 1020-1112.
- Llorente Chala, J. C. (1979), «El sector de producción y distribución de la energía eléctrica durante la década 1920-1930», en *Cuadernos Económicos de ICE*, 10, pp. 535-577.
- Macías Hernández, A. M. (2001), «Canarias: una economía insular y atlántica», en L. Germán et al., *Historia Económica Regional de España*, Crítica, Barcelona, pp. 476-506.
- Maluquer de Motes, J. (1983), *Producció i consum d'energia en el creixement econòmic modern: el cas català. L'electricitat*, inédito, Barcelona.
- Maluquer de Motes, J. (1985), «Cataluña y el País Vasco en la industria eléctrica española», en M. González Portilla et al. (eds.), *Industrialización y nacionalismo. Análisis comparativos*, Servicio de Publicaciones de la U.A.B., Barcelona, 1985, pp. 239-252.
- Maluquer de Motes, J. (1987), «L'électricité, facteur de développement économique en Espagne, 1900-1936», en F. Cardot (ed.), *Un siècle d'électricité dans le monde, 1880-1980*, Presses Universitaires de France, París, pp. 57-67.
- Maluquer de Motes, J. (1991), «Las transferencias de energía entre Aragón y Cataluña en el primer tercio del siglo XX», en J. M. Delgado et al. (eds.), *Las relaciones económicas entre Aragón y Cataluña (Siglos XVIII-XX)*, Instituto de Estudios Altoaragoneses, Huesca, pp. 177-190.
- Maluquer de Motes, J. (1992), «Los pioneros de la segunda revolución industrial: la Sociedad Española de Electricidad (1881-1894)», *Revista de Historia Industrial*, 2, pp. 121-141.
- Maluquer de Motes, J. (2000), «Els grans treballs hidroelèctrics: l'obra de Pearson», en J. Maluquer de Motes (ed.), *Tècnics i tecnologia en el desenvolupament de la Catalunya contemporània*, Enciclopèdia Catalana, Barcelona, pp. 338-345.
- Martín Aceña, P. y Comín, F. (1990), «El sector público empresarial en España antes de la Guerra Civil», en P. Martín Aceña y F. Comín (eds.), *Empresa pública e industrialización en España*, Alianza, Madrid, pp. 31-59.
- Mayoral, D. (1919), «Interconexión y electrificación general en España», en Instituto de Ingenieros Civiles de España, *Primer Congreso Nacional de Ingeniería*, Sucesores de Rivadeneyra, Madrid, vol. II, pp. 445-481.
- Ministerio de Industria (1959), *La energía en España (Evolución y perspectivas, 1945-1975)*, Madrid.
- Montañés, C. E. (1935), *Estudio del problema eléctrico español en orden a su aspecto nacional y conveniente actuación del Estado*, Publicaciones del Consejo de Industria, Madrid.
- Muñoz Linares, C. (1954), *El monopolio en la industria eléctrica*, Aguilar, Madrid.
- Muriel Hernández, M. (2002), *Cien años de historia de Iberdrola. Los hombres*, Iberdrola, Madrid.
- Nadal, J. (1992), «Los Planas, constructores de turbinas y material eléctrico (1858-1949)», en *Revista de Historia Industrial*, 1, pp. 63-93.
- Núñez Romero-Balmas, G. (1994a), «Cien años de evolución institucional en el sector eléctrico en España», en G. Núñez y L. Segreto (eds.), *Introducción a la Historia de la empresa en España*, Abacus, Madrid, pp. 221-256.
- Núñez Romero-Balmas, G. (1994b), «Origen e integración de la industria eléctrica en Andalucía y Badajoz», en J. Alcaide et al. (eds.), *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien años de historia*, Fundación Sevillana de Electricidad, Sevilla, pp. 126-159.
- Núñez Romero-Balmas, G. (1995), «Empresas de producción y distribución de electricidad en España (1878-1953)», en *Revista de Historia Industrial*, 7, pp. 39-80.
- Ojeda, G. (2000), *Duro Felguera. Historia de una gran empresa industrial*, Grupo Duro Felguera, Oviedo.
- Pérez Picazo, M.^a T., y Martínez Carrión, J. M. (2001), «Murcia: crecimiento en un medio físico difícil», en L. Germán et al., *Historia económica regional de España. Siglos XIX-XX*, Crítica, Barcelona, pp. 412-440.
- Segreto, L. (1987), «Le nuove strategie delle società finanziarie svizzere per l'industria elettrica (1919-1939)», en *Studi Storici*, 4, pp. 861-907.
- Segreto, L. (1992), «Du "Made in Germany" au "Made in Switzerland"». Les sociétés financières suisses pour l'industrie électrique dans l'entre-deux-guerres», en M. Trédé (ed.), *1880-1980. Électricité et électrification dans le monde*, P.U.F., París, pp. 347-367.
- Smith, P. S. (1920), *Electrical Goods in Spain*, Department of Commerce, Washington.
- Sureda, J. L. (1959), *El caso de la "Barcelona Traction"*, Grafesa, Barcelona.
- Sudrià, C. (1983), «Notas sobre la implantación y el desarrollo de la industria del gas en España, 1840-1901», en *Revista de Historia Económica*, I, 2, pp. 97-118.

- Sudrià, C. (1990a), «La industria eléctrica y el desarrollo económico de España», en J. L. García Delgado (ed.), *Electricidad y desarrollo económico. Perspectiva histórica de un siglo*, Hidroeléctrica del Cantábrico, Oviedo.
- Sudrià, C. (1990b), «La electricidad en España antes de la Guerra Civil: una réplica», en *Revista de Historia Económica*, VIII, 3, pp. 651-660.
- Sudrià, C. (2000), «Politiques publiques et mutations structurelles des économies dans l'Europe méditerranéenne (fin XIX^e-début XX^e siècle)», en G. Chastagneret (ed.), *Crise espagnole et nouveau siècle en Méditerranée*, Casa de Velázquez/Publications de l'Université de Provence, Madrid, pp. 277-290.
- Tedde de Lorca, P. (1987), «Hidroeléctrica Española. Una contribución empresarial al proceso de crecimiento económico», en *Hidroeléctrica Española*, 75^o Aniversario, Madrid, pp. 17-27.
- Tena Junguito, A. (1987), «Importazioni, livelli di protezione e produzione di materiale elettrico in Spagna (1890-1935)», en *Studi Storici*, XXVIII, pp. 1005-1026.
- Torá, J. L. (1983), «La red eléctrica nacional», en *Papeles de Economía Española*, 14, pp. 209-216.
- Urrutia, J. (1918), *La energía hidroeléctrica de España*, Sociedad Española de Artes Gráficas, Madrid.
- Vaquero Estades, B. (1986), *La electrificación de Mallorca*, GESA, Palma.

II

DISEÑO Y DESARROLLO
DE UN GRAN PROYECTO
EMPRESARIAL, 1901-1944



CAPÍTULO 3

LOS ORÍGENES DE HIDROELÉCTRICA IBÉRICA, HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA Y SALTOS DEL DUERO

Jesús María Valdaliso

CATEDRÁTICO DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO

INTRODUCCIÓN

La creación, en 1901, de Hidroeléctrica Ibérica, ha sido considerada por muchos autores como el inicio de una fase de integración del mercado y concentración empresarial en el sector eléctrico español, fase en la que las empresas, el capital y los ingenieros vascos desempeñaron un papel fundamental, hasta el punto de acabar controlando en los años veinte y treinta la mayor parte del mercado eléctrico de España, con la excepción de Cataluña¹. Este capítulo tiene como objetivo principal describir los orígenes socio-profesionales de los promotores y fundadores de tres de aquellas empresas, Hidroeléctrica Ibérica, Hidroeléctrica Española y Saltos del Duero, sin duda las más importantes de las promovidas por la iniciativa empresarial de ingenieros y capitalistas vascos. En las tres empresas, y más en particular en Hidroeléctrica Ibérica y en Saltos del Duero, encontramos tres tipos o perfiles de fundadores: los empresarios que descubren y aprovechan las oportunidades, en este caso, concesiones de aprovechamiento —derechos de propiedad— de ríos y saltos de agua, los capitalistas que financian el proyecto (de forma individual o, más a menudo, a través de bancos), y los ingenieros que son los encargados de ponerlo en práctica (tanto en su vertiente de construcción de saltos, como en la de creación y aprovechamiento de una red).

Aunque la concepción del negocio de estas empresas —construcción de grandes saltos y de una extensa red de líneas de distribución a larga distancia— aumentaba considerablemente las ya de por sí elevadas necesidades de capital para entrar a este sector, en sus orígenes estuvieron controladas por un número relativamente pequeño de grandes accionistas, muy relacionados entre sí por lazos de sangre, amistad y negocios, que aprovecharon sus contactos y su reputación en el mercado de capitales para conseguir financiación adicional para sus proyectos, proporcionada por bancos en los que también participaban. La estrategia de crecimiento de estas compañías eléctricas (construcción de grandes saltos y líneas de distribución, acceso a mercados cada vez más amplios para rentabilizar sus cuantiosas inversiones), tendió a reforzar su poder de mercado en el conjunto del sector eléctrico español, pero también, en la medida que requería de grandes sumas de capital, el papel de las entidades financieras que las apoyan, la gran mayoría radicadas en el País Vasco o cuyos promotores tienen este origen: el Banco de Vizcaya, la casa Aldama y Cía. (luego Banco Central), el Banco Urquijo y, algo más tarde, el Banco de Bilbao.

En el apartado 1 se intentarán explicar dos rasgos diferenciales del sector eléctrico que, a su vez, están estrechamente relacionados: la elevada participación de las compañías vascas en la industria eléctrica española y el importante papel que la banca bilbaína y, en particular, el Banco de Vizcaya, ha desempeñado en el desarrollo del sector eléctrico en España durante el primer tercio del siglo XX. En los apartados 2 y 3 se analizan, respectivamente, los orígenes socio-profesionales de los impulsores de Hidroeléctrica Ibérica e Hidroeléctrica Española y Saltos del Duero y sus relaciones con los Bancos de Vizcaya y Bilbao, respectivamente. Por último, el apartado 4 examina algunos ejemplos de colaboración entre los diversos grupos empresariales que participan en la creación de estas empresas, con especial atención a la industria de fabricación de material eléctrico.

1 LAS RAZONES DEL LIDERAZGO VIZCAÍNO EN EL SECTOR: INICIATIVA EMPRESARIAL, BANCA MIXTA Y MERCADO DE CAPITALES

Durante las dos primeras décadas del siglo XX un buen número de compañías eléctricas españolas se constituyeron y domiciliaron en Bilbao, fruto de la iniciativa de inversores locales, aunque buena parte de las mismas no operaban en el mercado eléctrico de la región². Las razones para ello, como este último dato apunta, no tienen tanto que

ver con la gran demanda energética del País Vasco, que la hubo, debido a un proceso de industrialización muy intensivo en el uso de energía, o con motivos fiscales (la menor presión fiscal del régimen foral sobre los beneficios de las sociedades), sino con otros factores y muy en particular la existencia de una abundante oferta de capital, empresarios e ingenieros en la región y el desarrollo de unas instituciones de financiación (banca mixta y mercado de valores) que actuaron como intermediarias entre el ahorro y la inversión productiva³. La generalización de la hidroelectricidad incrementó el carácter capital-intensivo del sector y, por tanto, acentuó la importancia del factor capital y en concreto de los bancos; también contribuyó a elevar las barreras de entrada al sector, una vez que las primeras sociedades hidroeléctricas adquirieron concesiones de aprovechamiento de saltos y construyeron las primeras presas y redes de distribución a media y larga distancia. La banca vasca y en primer lugar el Banco de Vizcaya fue la primera en invertir de forma decidida en el sector eléctrico, tanto si las empresas estaban domiciliadas en Bilbao como en otros lugares del país. Posteriormente, otros bancos vascos, como el de Bilbao, y/o casas de banca de este origen (Urquijo, Aldama) emprendieron una estrategia similar.

A principios del siglo XX la producción y distribución de energía eléctrica era todavía un negocio emergente en España, existiendo un margen de incertidumbre considerable sobre el ritmo de crecimiento del mercado y las expectativas de rentabilidad. La existencia en Bilbao de iniciativa empresarial, experimentada y bien formada, permitió identificar y descubrir tempranamente esa oportunidad de negocio. La decisión de explotarla, en cualquier caso, estuvo ligada a otro factor, la relativa abundancia de capital disponible para la inversión⁴. Ello era el resultado, por una parte, de un proceso de crecimiento económico y desarrollo industrial muy intenso tanto por su magnitud como por su dinamismo; y por otra, de la repatriación de capitales indianos acumulados en las Antillas españolas y, muy en particular, en México⁵. Lo cierto es que, a la altura de 1914, el ahorro privado del País Vasco y Navarra (el capital depositado en cuentas de ahorro), en cifras absolutas, ascendía a 232 millones de pesetas, claramente por encima del de otras regiones como Madrid, con 51 millones de pesetas, o Barcelona, con 89 millones. Los depósitos bancarios de la región también experimentaron un notable crecimiento: de 10 millones en 1872 pasaron a 88 en 1896 y a casi 300 en 1913⁶. Desde principios del siglo XX la banca bilbaína era la más poderosa de España, representando más del 40% de los activos financieros totales. Salvo excepciones notables, como el Banco de Bilbao, la inmensa mayoría de los bancos de gran entidad que operaban en Bilbao en vísperas de la Primera Guerra Mundial habían sido creados en la coyuntura finisecular (Banco de Comercio en 1891, Banco de Vizcaya en 1901, Crédito de la Unión Minera en 1901) y en muchos de ellos el capital indiano había tenido un papel importante⁷. Como es bien conocido, todos estos bancos, al igual

que el de Bilbao, operaron como bancos mixtos, esto es, además de sus funciones comerciales actuaron como intermediarios entre el ahorro privado y la inversión en la industria, canalizada a través de préstamos a corto plazo al comercio, o bien financiando a largo plazo (mediante la adquisición de acciones, obligaciones o concediendo líneas de crédito) a la industria y los servicios, tanto en el País Vasco como en el resto de España. La inversión efectuada por la banca vasca —préstamos y cartera de títulos (fondos públicos y valores industriales)—, creció a fuerte ritmo desde finales del siglo XIX hasta la Primera Guerra Mundial, sobrepasando antes de 1914 la suma de los depósitos y el capital⁸.

Junto a la banca mixta, la otra institución financiera importante fue el mercado de valores. La Bolsa oficial de valores en Bilbao se creó en 1891, convirtiéndose rápidamente en la segunda del país, por títulos negociados, tras la de Madrid. En un primer momento se cotizaron sobre todo títulos de deuda pública pero a principios del siglo XX los valores industriales eran los predominantes. En los años previos a la Primera Guerra Mundial, de los 125 títulos cotizados en bolsa sólo 15 correspondían a fondos públicos, el resto eran acciones y obligaciones de sociedades anónimas; en pesetas, la contratación de los valores industriales representaba en 1912 cerca del 70% de la contratación total⁹.

De entre todos los bancos que operaban en Bilbao a principios del siglo XX, fue el Banco de Vizcaya el que antes y de forma más decidida apostó por el sector eléctrico. Esta entidad financiera se había creado a principios de 1901 por un grupo de empresarios y capitalistas vizcaínos, entre los que sobresalían algunos miembros de la familia Ybarra (Tomás Zubiría, Gabriel M.^a Ybarra y Mariano Vilallonga), Pedro Mac Mahón Aguirre, Dámaso Escauriaza, José M.^a Basterra y dos empresarios que habían hecho su fortuna en América como Daniel Aresti Torre y Pedro Maíz Arzuaga¹⁰. Desde sus orígenes el Banco de Vizcaya es concebido por sus promotores principalmente como un banco de negocios, invirtiendo rápidamente en varias empresas de construcción, químicas, papeleras y de navegación. El sector eléctrico era, inicialmente uno más entre los posibles negocios a explorar por el nuevo banco aunque, debido a su relativa juventud, no era un sector donde la entidad financiera de más tradición y experiencia en la plaza bilbaína, el Banco de Bilbao, estuviera presente, como sucedía en otros sectores como la minería, la siderurgia o los ferrocarriles. Por otra parte, algunos de los consejeros del Banco de Vizcaya tenían conexiones con varias sociedades eléctricas creadas en Bilbao por aquellas fechas, como la Cía. Vizcaína de Electricidad (1897), la Sociedad General de Centrales Eléctricas (1899) y Tramways et Électricité de Bilbao (1907) (Plácido Allende); Hispania (1900), Ahlemeyer (1901) y la Hidroeléctrica de Cataluña (1902) (Rafael Picavea); y la Compañía Ibérica de Electricidad Thomson Houston (1901) (Mariano Vilallonga); o, indirectamente, con Electra (1889), Eléctrica del Nervión (1893), Electra de Bedia (1896) o

Hidroeléctrica Ibérica¹¹. Lo cierto es que el Banco de Vizcaya fue nombrado «banquero» de sociedades tales como la Compañía Ibérica de Electricidad Thomson Houston, Hidroeléctrica Ibérica o la Sociedad Tramways et Électricité de Bilbao, sociedad esta última promovida por grupos financieros belgas vinculados a empresas eléctricas alemanas como AEG¹².

Las funciones que desempeñaba un banco como el de Vizcaya en la financiación de las empresas podían ser múltiples (y ello sin contar su papel como promotor o socio fundador en la creación de las mismas). La más frecuente consistía en la gestión de las cuentas corrientes y del circulante (emisión y descuento de letras a noventa días). Pero también podía comprometerse en la financiación a largo plazo, mediante la propiedad directa de acciones y obligaciones hipotecarias. Estas últimas fueron un instrumento financiero muy empleado por las empresas puesto que eran títulos de renta fija enajenables y cotizables en los mercados de valores, y no tenían derechos de voto. Por regla general, la función más importante del banco era la de intermediario entre la empresa y el mercado de capitales: el banco adquiría una parte sustancial o la totalidad de las obligaciones que la compañía iba a emitir, adelantando los fondos a ésta, y se encargaba posteriormente de colocarlas en el mercado; el beneficio del banco procedía de la diferencia entre el tipo al que compraba el título y el tipo de venta, más una comisión fija por título; un procedimiento similar se seguía con las ampliaciones de capital¹³. El banco podía optar por colocar todos los títulos en el mercado o bien quedarse algunos para su cartera de valores y/o para distribuir entre sus consejeros y accionistas más importantes¹⁴. Para las empresas, contar con la garantía de suscripción de uno o más bancos, suponía disponer de efectivo líquido para afrontar sus inversiones y despejar las posibles incertidumbres ante la colocación de los títulos en el mercado.

Desde sus inicios, el Banco de Vizcaya empezó a actuar como banquero de varias sociedades, entre las que también se encontraban algunas sociedades eléctricas como las descritas, aunque su papel se limitó a gestionar las cuentas y financiar el circulante. No obstante, su entrada en el sector eléctrico como tenedor de acciones y obligaciones no se produce hasta 1905, año en el que llega a un acuerdo con Hidroeléctrica Ibérica y se incorpora a su Consejo de Administración. A partir de entonces, y en unos pocos años, el Banco de Vizcaya reforzará su apuesta estratégica por el sector eléctrico, convirtiéndose en muy pocos años en el «banco eléctrico por excelencia» de España¹⁵. En primer lugar, se convertirá en una pieza central de la expansión del grupo hidroeléctrico liderado por Hidroeléctrica Ibérica e Hidroeléctrica Española (como veremos en el apartado siguiente), proceso cuyas líneas maestras ya se han dibujado antes del estallido de la Primera Guerra Mundial. A la altura de 1914 las acciones y obligaciones de compañías eléctricas en posesión del banco representan, respectivamente, un 68 y un 82% del total de acciones y obligaciones de su cartera y, en conjunto, más del 55% de

TABLA 1 Cartera de valores del Banco de Vizcaya, 1905-1935
(años seleccionados)

| | 1905 | 1914 | 1920 | 1925 | 1929 | 1935 |
|--|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| Acciones | 2,00 | 5,87 | 20,50 | 40,02 | 94,50 | 94,88 |
| Obligaciones | 3,63 | 8,65 | 13,25 | 29,58 | 66,13 | 75,91 |
| Fondos públicos | 5,61 | 5,63 | 14,78 | 56,30 | 171,17 | 323,57 |
| Cartera total (millones ptas.) | 11,24 | 20,15 | 48,53 | 125,91 | 331,80 | 494,36 |
| Acciones eléctricas/ Total acciones (%) | 2,74 | 68,12 | 41,1 | 55,9 | 37,5 | 46,9 |
| Obligaciones Eléctricas/ Total obligaciones (%) | 5,04 | 82,5 | 76,8 | 52,9 | 28,9 | 53,0 |
| Acciones+obligaciones eléctricas/ Cartera total (%) | 2,12 | 55,2 | 38,4 | 30,2 | 16,5 | 17,1 |

Fuente: Elaboración propia a partir de ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libros de inventario del Banco de Vizcaya 1 y 2.

su cartera total, fondos públicos incluidos. También antes de esas fechas el Banco de Vizcaya se ha incorporado como accionista a la compañía eléctrica andaluza Mengemor, controlando cerca del 10% del capital de la sociedad y teniendo, desde 1916, dos puestos en su Consejo de Administración¹⁶. En 1917 entró a formar parte del accionariado y del Consejo (tres puestos) de la Compañía Sevillana de Electricidad, sustituyendo a los accionistas alemanes¹⁷. En ambos casos, el banco se hizo cargo inicialmente de una serie de créditos y obligaciones de las compañías y, a los pocos años, entró a formar parte del accionariado y del Consejo de Administración; a lo largo de los años veinte intervino junto con otros bancos en la creación de dos filiales de estas compañías, Canalización y Fuerzas del Guadalquivir e Hidroeléctrica del Guadiaro, respectivamente¹⁸. En 1920, y en compañía de otros bancos (Central, Urquijo, Hispano-Colonial y Arnús-Garfí) y otros accionistas, constituyó la Compañía Hispanoamericana de Electricidad (CHADE), accediendo a su Consejo de Administración¹⁹. Ese mismo año promovió la creación en Bilbao de Eléctrica de Orense, haciéndose al poco tiempo con la totalidad de sus acciones²⁰. Un año más tarde, y junto con la sociedad Tranvías Eléctricos de Granada y el Banco Hispano Suizo para empresas eléctricas de Madrid (accionista de la Sevillana), participó en la creación de la sociedad Fuerzas Motrices del Valle del Lecrín²¹. Otras empresas en las que el Banco adquiere una participación, más pequeña, durante estos años fueron Eléctricas Reunidas de Zaragoza e Hidroeléctrica de Andújar.

En 1920 las acciones y obligaciones de compañías eléctricas en posesión del banco representan, respectivamente, un 41 y un 77% del total de acciones y obligaciones de

su cartera y, en conjunto, un 37% de su cartera total. Durante el período de entreguerras el sector eléctrico continuó siendo el más importante en la cartera de valores del banco, aunque el peso creciente de los fondos públicos hizo que disminuyese su porcentaje respecto al total. En 1925 la suma total de títulos de sociedades eléctricas representaba un 30% de la cartera total, y los porcentajes respectivos sobre acciones y obligaciones eran del 56 y 53%. Diez años más tarde, los porcentajes respectivos eran del 17, 47 y 53% [véase tabla 1]. Otro sector que registró una considerable expansión en la cartera de valores del banco en este período fueron los ferrocarriles y tranvías, lo que se debió al proceso de «nacionalización» de los títulos de las compañías ferroviarias, por un lado, y a la apuesta estratégica del banco por el negocio de tranvías eléctricos y metropolitanos, iniciada ya antes de la guerra con Tramways et Électricité de Bilbao y reforzada después con su entrada en negocios vinculados al grupo financiero belga que estaba detrás de esta compañía, como Tranvías y Electricidad (en Barcelona)²²; a significados accionistas de Mengemor, como el Metropolitano de Madrid²³; o a la Compañía Sevillana de Electricidad, como Tranvías Eléctricos de Granada²⁴. Otros sectores representados en la cartera de valores del banco serán los de siderurgia y construcciones metálicas, fabricación de maquinaria y material eléctrico y cementos y construcción, en mayor o menor medida relacionados con el negocio de producción y distribución de energía hidroeléctrica (véase apartado 4).

2 HIDROELÉCTRICA IBÉRICA, HIDROLA Y EL «GRUPO HIDROELÉCTRICO» DEL BANCO DE VIZCAYA

Hidroeléctrica Ibérica se creó en Bilbao el 19 de julio de 1901 fruto de la iniciativa de los capitalistas bilbaínos Eduardo Aznar Tutor y José Orueta y Nenin, los hermanos José M.^a y Ramón Ortiz de Zárate, propietarios de Vitoria, y los ingenieros Juan Urrutia Zulue-ta y Javier Peña Goñi, además de otros socios fundadores. Eduardo Aznar, cabeza de la casa Aznar y Cía., estaba desplegando una febril actividad inversora en estos años: además de sus inversiones en la construcción naval y el transporte marítimo, negocios tradicionales de la casa Aznar, intervino, junto con José Orueta (y Mariano Vilallonga, consejero del Banco de Vizcaya), en la creación de la Cía. Ibérica de Electricidad Thomson-Houston (1901), dedicada a la fabricación de material eléctrico; y, con Estandis-lao Urquijo y Luis Ussía Aldama, en la Sociedad Española de Construcciones Metálicas (1902), de la que fue nombrado vicepresidente²⁵. Hidroeléctrica Ibérica tenía por objeto primordial «La utilización de la fuerza hidroeléctrica convirtiéndola o no, en energía

eléctrica destinándola a cualquier uso industrial en toda la Península Ibérica y su venta o alquiler, así como la creación de sociedades filiales si así lo cree conveniente para la explotación de esta misma fuerza»²⁶. Aznar, Orueta y los Ortiz de Zárate aportaban a la nueva empresa varias concesiones de saltos en los ríos Ebro, Urdón y Mijares, a cambio de lo cual recibieron un total de 1.810 acciones liberadas, de las 40.000 que formaban el capital de la sociedad. La presidencia de la nueva compañía recayó en Eduardo Aznar, la vicepresidencia en Javier Peña y el puesto de director-gerente fue confiado a Juan Urrutia Zulue-ta²⁷. Sin embargo, las desavenencias entre los accionistas, debido a una serie de problemas con la adscripción de las acciones liberadas y la suscripción de las restantes, provocaron finalmente la marcha de Aznar y Orueta y la formación de un nuevo Consejo de Administración, presidido por Benito de Alzola, e integrado por José de Echevarría y Rotaecche (vicepresidente), Javier Peña Goñi, Antonio de Guinea Macías, Antonio de Orovio y Pater-nina, el marqués de la Alameda, el marqués de Villarreal de Álava, José Velasco y Pala-cio, Fernando M.^a de Ybarra y Antonio Carlevaris²⁸.

Contra lo habitualmente señalado por la historiografía, Hidroeléctrica Ibérica fue en sus orígenes un proyecto empresarial completamente autónomo del Banco de Vizcaya; la entrada de esta entidad financiera en el capital y el Consejo de Administración se produjo a partir de 1905. Antes de esa fecha, el Banco de Vizcaya llevó el servicio finan-ciero de la sociedad eléctrica y efectuó algunos anticipos en metálico pero, al mismo tiempo, Hidroeléctrica Ibérica trató, con escaso éxito, de conseguir financiación ajena a través de créditos o bien mediante la emisión de obligaciones hipotecarias, con los Ban-cos de Bilbao, la sucursal del Banco de España en Bilbao, el Hispano Americano y el Comptoir de Sconte francés²⁹. El único miembro del Consejo de Ibérica que pertene-cía también al Consejo de Administración de un banco era Antonio Carlevaris (al Ban-co de Bilbao); otros dos consejeros de la compañía eléctrica, Fernando M.^a de Ybarra y José Velasco, tenían sendos hermanos en el Consejo del Banco de Vizcaya. A princi-pios de enero de 1905 Fernando M.^a de Ybarra llevó al Consejo de Ibérica una pro-puesta fruto de sus conversaciones con el director-gerente del Banco de Vizcaya, Enri-que Ocharan, «para solucionar la cuestión económica» de la sociedad: básicamente, se trataba de obtener recursos financieros para cancelar los créditos pendientes y liberar el compromiso personal de los consejeros, por un lado, y terminar las obras en marcha. No fue la única: otro consejero, Antonio Orovio, presentó una propuesta alternativa realizada por el Banco de Bilbao. Finalmente, en su reunión de 3 de febrero y tras una intensa discusión entre Ybarra y Orovio, el Consejo aprobó la oferta del Banco de Vizcaya con los votos a favor de Ybarra, Guinea, Alzola y Carlevaris (y la abstención del cita-do Orovio), ratificada definitivamente por los consejeros citados más José Velasco y Pala-cio, Javier Peña y el marqués de la Alameda en reunión de 13 del citado mes. Además de ser una oferta con mejores condiciones financieras y a más largo plazo que la del Ban-

co de Bilbao, el Consejo justificó su decisión por «las atenciones debidas al Banco de Vizcaya durante los tres años que ha llevado el peso del servicio financiero de esta sociedad y los anticipos metálicos que en bastantes ocasiones ha hecho a la misma, con desinterés y mediante simples indicaciones»³⁰. Aunque no se indican los motivos, el caso es que en las dos semanas siguientes, Fernando M.^a de Ybarra fue nombrado vicepresidente de la compañía, Antonio Guinea y Antonio Carlevaris (éste, consejero del Banco de Bilbao) presentaron su dimisión, y se incorporaron tres nuevos consejeros, dos de ellos del Banco de Vizcaya, Pedro de Orúe y Olavarría y Tomás Urquijo Aguirre³¹. Fernando M.^a de Ybarra, por su parte, fue designado consejero del Banco de Vizcaya en julio de 1906³². A partir de entonces, los vínculos entre la compañía eléctrica y el banco fueron cada vez más estrechos, desempeñando el banco un papel esencial en la financiación de la sociedad eléctrica y, lo que era más importante, en su estrategia de crecimiento. En enero de 1908 Fernando M.^a de Ybarra fue nombrado presidente de Hidroeléctrica Ibérica en sustitución del finado Benito Alzola y Pedro Orúe accedió a una segunda vicepresidencia³³. La creación de Hidroeléctrica Española en 1907 y, posteriormente, de las distribuidoras de electricidad de Ibérica e Hidrola en Bilbao y Madrid, respectivamente, reforzaron el poder del banco dentro de todas estas compañías eléctricas y, de manera general, la apuesta estratégica de la entidad financiera por asentar su liderazgo dentro del sector eléctrico español.

La iniciativa de creación de Hidroeléctrica Española partió, precisamente, de Hidroeléctrica Ibérica, con vistas a asegurar la participación de nuevos socios financieros en el proyecto de aprovechamiento de las concesiones de la compañía eléctrica vizcaína en los ríos Tajo y Júcar. Las primeras conversaciones en ese sentido se produjeron en septiembre de 1905 entre Benito Alzola y Antonio Basagoiti, presidente del Banco Hispano Americano, con un objetivo claro: la creación de una nueva sociedad, con un capital estimado de 20 millones de pesetas, en la que Hidroeléctrica Ibérica tendría una participación del 10% del capital social y del 50% de las obligaciones³⁴. En diciembre de 1906 y con ese mismo objetivo el director-gerente y auténtico cerebro del proyecto, Juan Urrutia, se entrevistó en Madrid con Estanislao de Urquijo, presidente de la Sociedad de Gasificación Industrial. En enero de 1907, y con motivo de la firma en Bruselas de un convenio con Tramways et Électricité de Bilbao, Urrutia exploró de nuevo esa posibilidad con el grupo belga que también controlaba los tranvías de Madrid y Barcelona, algunos de ellos socios de Estanislao de Urquijo en varias empresas madrileñas, quienes recibieron con gran interés la propuesta³⁵. El director-gerente también realizó gestiones con otros posibles socios en Madrid, Lucas de Urquijo y su yerno José Luis de Oriol (que acogieron la idea «con gran entusiasmo»), la casa Aldama y Cía. (ambos también socios de la Sociedad de Gasificación Industrial), Enrique Gosálvez (que ya era un socio relevante de Ibérica), el Banco Hispano Americano y, en Bilbao, con el Banco de

Vizcaya³⁶. Finalmente, tras la negativa de Estanislao de Urquijo a participar en el proyecto, fueron estos últimos los que acompañaron a Hidroeléctrica Ibérica en su aventura madrileña³⁷.

Hidroeléctrica Española se creó en Madrid el 13 de mayo de 1907, fruto de la alianza entre el «grupo vasco», integrado por Hidroeléctrica Ibérica y el Banco de Vizcaya y el «grupo madrileño», integrado por Lucas de Urquijo y su círculo de familiares y amigos. La nueva sociedad se creó con un capital social de 12 millones de pesetas representado por 24.000 acciones de 500 pesetas cada una, de las que 9.500 se cedieron a Ibérica por su aportación a la nueva empresa de las concesiones en los ríos Júcar y Tajo y de las obras del Salto del Molinar (más una cantidad líquida de 1,25 millones de pesetas). Ibérica, además, suscribió otras 3.750 acciones, pasando a controlar el 55% del capital de la nueva sociedad, un porcentaje muy superior al previsto inicialmente. Hidroeléctrica Ibérica nombró seis de los dieciocho consejeros de la nueva compañía (Benito de Alzola, Fernando M.^a de Ybarra, José M.^a de Palacio y Palacio, Pedro de Orúe Olavarria, Antonio Carlevaris, y José de Velasco y Palacio), además de compartir el mismo director-gerente, Urrutia, que en Hidrola también formaba parte del Consejo de Administración. Otros consejeros vinculados al grupo vasco fueron Enrique Ocharan Rodríguez (director-gerente del Banco de Vizcaya) y Juan Basterra Madariaga (accionista fundador de Hidroeléctrica Ibérica)³⁸. Al grupo madrileño, con nueve consejeros, correspondieron los cargos de presidente (Lucas de Urquijo) y vicepresidente de la nueva compañía (Luis de Ussía y Aldama). Entre sus principales integrantes, además de Urquijo y su yerno, José Luis de Oriol (cuñado, a su vez, del marqués de Arriluce), se encontraban el cuñado del primero, Eugenio de Garay y Rivacoba, y el hijo y yerno de este último, Antonio de Garay y Vitorica y César de la Mora y Abarca; la casa de banca Aldama y Cía., representada por Luis de Ussía y Aldama y Francisco de Ussía y Cubas, Antonio Basagoiti, presidente del Banco Hispano Americano, y Enrique Gosálvez³⁹.

El Banco de Vizcaya también participó, directa o indirectamente, en la creación de las principales sociedades de distribución de energía eléctrica de Ibérica e Hidrola, Unión Eléctrica Vizcaína y Sociedad Electra Madrid, respectivamente. La primera de ellas se creó en Bilbao en 1908 con un capital de 18 millones de pesetas, de los que la mitad fueron aportados por una serie de pequeñas compañías eléctricas (entre ellas, Tramways et Electricité), y el resto quedó en manos de Hidroeléctrica Ibérica, que dispuso de seis puestos en el Consejo de Administración de la nueva compañía, correspondiendo la presidencia a Enrique Ocharan, director-gerente del Banco de Vizcaya⁴⁰. La Sociedad Electra Madrid se creó en enero de 1910 con un capital de seis millones de pesetas, de los que dos serían aportados por Hidrola y los otros cuatro por el Banco de Vizcaya y la casa Aldama y Cía. conjuntamente⁴¹. En otras filiales de distribución de Hidrola constituidas también en esos años, como Unión Eléctrica de Cartagena o Electra Valenciana,

la participación del banco fue muy reducida, simbólica, y el control de Hidrola —apoyada por Hidroeléctrica Ibérica— fue casi total⁴². Otra sociedad integrada en el grupo hidroeléctrico fue Electra de Viesgo, creada en Bilbao en 1906 con un capital de 1 millón de pesetas y en la que entrará Hidroeléctrica Ibérica, con el apoyo del Banco de Vizcaya, a partir de 1909⁴³.

A la altura de 1914 se ha formado un «grupo hidroeléctrico», liderado técnicamente por Juan Urrutia y bajo el respaldo financiero y la coordinación del Banco de Vizcaya, constituido por Hidroeléctrica Ibérica, Hidroeléctrica Española, Electra de Viesgo, Unión Eléctrica Vizcaína, Cooperativa Electra Madrid, Unión Eléctrica de Cartagena y Electra Valenciana y que tiene una posición hegemónica en el mercado eléctrico del centro, norte y este de la Península Ibérica. Las dos sociedades más importantes, Ibérica e Hidrola, poseen en este momento el mismo presidente, el marqués de Arriluce, y el mismo director-gerente, Juan Urrutia (además de compartir varios consejeros), aunque la participación de Ibérica en la segunda se había reducido desde 1909 al 33,5%. En la otra sociedad productora del grupo, Electra de Viesgo, Ibérica se desprendió de su participación en 1918, cediéndosela a «un grupo de amigos del Banco de Vizcaya»⁴⁴. Este grupo hidroeléctrico, por iniciativa, una vez más, de Urrutia, adquiere en 1916 la compañía Electra del Lima, ampliando su capital y terminando los trabajos de construcción del salto del Lindoso, con el objetivo de producir energía para el norte de Portugal. Tres años más tarde, y siguiendo la misma estrategia desarrollada por Ibérica e Hidrola, la Electra del Lima, junto con el resto de sociedades del grupo hidroeléctrico, crearon una compañía de distribución de energía, la Unión Eléctrica Portuguesa, con domicilio en Oporto⁴⁵. Ese mismo año de 1919 el grupo hidroeléctrico del Banco de Vizcaya, liderado por Fernando M.^a de Ybarra, junto con otros grupos empresariales (los Ybarra, Urquijo, Aldama y Comillas y la casa Vickers) crearon la Sociedad de Electrificación Industrial (1919), cuyo objeto básico y primordial era el de hacer frente a los proyectos de Saltos del Duero (véase apartado 3). Durante los años veinte se incorporaron al grupo otras compañías distribuidoras como Volta S.A., Hidroeléctrica del Turia y la Sociedad Valenciana de Electricidad, controladas por Hidrola; y la Distribuidora Eléctrica Guipuzcoana, creada en 1924, y en la que el Banco de Vizcaya participó desde 1925 con cerca del 40% del capital y dos puestos en su Consejo de Administración⁴⁶. Otro cambio que tuvo lugar en esa década fue la independencia de Hidrola de su antigua matriz, Ibérica. A principios de 1925 ésta se desprendió de 25.000 acciones que poseía de Hidrola, quedándose a partir de entonces con un 2,5% de su capital. Las acciones se ofrecieron en suscripción preferente a los accionistas de Ibérica, aunque el Banco de Vizcaya, el artífice de la operación, se comprometió a asegurar su colocación mediante una comisión de seguro quedándose con una muy pequeña parte de las mismas⁴⁷. Pocos meses más tarde Ibérica vendió a Hidrola el paquete de acciones que poseía de la Electra

Valenciana⁴⁸. Todo parece indicar que Ibérica, que ese mismo año procedió a emitir 40.000 obligaciones hipotecarias y a enajenar una serie de títulos de su cartera de valores para reducir su deuda flotante, decidió desprenderse de la mayoría de las acciones de Hidrola para ganar liquidez y, en particular, ante la imposibilidad de acudir a la ampliación de capital de esta empresa realizada este mismo año⁴⁹. En cualquier caso, esta operación —similar, por otra parte, a la que se había producido con Electra de Viesgo en 1918—, unida a la muerte de Urrutia, que supuso el final de la gerencia compartida de Ibérica y Española, reforzó el papel del Banco de Vizcaya como auténtico coordinador del grupo hidroeléctrico.

El Banco de Vizcaya desempeñó diferentes funciones en el grupo de sociedades eléctricas. En primer lugar, fue el banquero de todas ellas, gestionando sus cuentas corrientes, encargándose de realizar sus operaciones de emisión de acciones y/o obligaciones hipotecarias y disponiendo también de paquetes de acciones y obligaciones de diversa cuantía e importancia. La participación del Banco de Vizcaya en el capital social de las compañías del grupo hidroeléctrico fue más bien moderada, casi siempre, salvo excepciones, por debajo del 10%; en general, fue más baja en Ibérica e Hidrola que en Electra de Viesgo y en las distribuidoras de aquéllas, aunque tendió a aumentar entre 1914 y 1935 [véase tabla 2]. Más elevados fueron los porcentajes de obligaciones de las compañías eléctricas en manos del banco aunque, salvo algunas emisiones que tuvieron lugar antes de 1914, nunca llegaron a sobrepasar el 25%. No obstante, a los paquetes de acciones y obligaciones en poder del banco habría que añadir los que estaban en manos de significados accionistas y consejeros del mismo, que a menudo crearon sindicatos con el objeto de participar en la suscripción de los títulos a emitir, o bien se comprometían a adquirir todos los títulos no colocados en el mercado⁵⁰.

El Banco de Vizcaya tuvo siempre una representación, variable, en el Consejo de Administración de cada una de las empresas del grupo hidroeléctrico. ¿Significó eso que el banco ejerció un control efectivo sobre la estrategia empresarial de las diversas sociedades del grupo? La respuesta ha de matizarse. En lo que respecta a la estrategia de negocio de cada una de las empresas matrices (pues las distribuidoras ya estaban controladas por éstas), el banco sólo debió ejercer una pequeña influencia en las decisiones de las empresas. La dirección de éstas, en líneas generales, fue independiente de las decisiones del banco, y la presencia de éste en el Consejo de Administración de las compañías eléctricas fue un medio para obtener información de primera mano sobre la marcha y la situación real de las empresas y, por lo tanto, para vigilar las inversiones del banco en las mismas, y para asegurar la relación de colaboración a largo plazo entre la entidad financiera y las compañías eléctricas, al igual que sucedió en otros países donde la banca mixta desempeñó un papel predominante en la financiación empresarial, como Alemania⁵¹.

TABLA 2 Participación del Banco de Vizcaya en el capital de las compañías eléctricas (1914, 1925 y 1935)

| ACCIONES | 1914 | 1925 | 1935 |
|--------------|--|--|---|
| < 5% | Hidrola Hidroeléctrica Ibérica U. E. Cartagena Electra Valenciana Coop. Electra Madrid Hidrola | Hidrola Hidroeléctrica Ibérica U. E. Vizcaina U. E. Cartagena Coop. Electra Madrid Sevillana de Electricidad E. R. Zaragoza CHADE | Electra Vasco Montañesa Hidroeléctrica Ibérica U. E. Cartagena Sevillana de Electricidad E. R. Zaragoza CHADE |
| > 5 y < 10% | U. E. Vizcaina Mengemor | Mengemor Electra de Viesgo | Hidrola Electra de Viesgo Coop. Electra Madrid Mengemor |
| > 10 y < 25% | Electra de Viesgo | C. y F. Guadalquivir Hidroeléctrica Andujar | U. Eléctrica Portuguesa |
| > 25 y < 50% | | D. E. Guipuzcoana | |
| > 50 y < 75% | | | |
| > 75% | | Eléctrica de Orense | |
| OBLIGACIONES | | | |
| < 5% | | Hidráulica del Freser Electra de Viesgo Sevillana de Electricidad | Hidrola Hidroeléctrica Guadiaro Saltos del Duero E. R. Zaragoza |
| > 5 y < 10% | Hidrola | Hidrola Hidroeléctrica Ibérica Mengemor | Hidroeléctrica Ibérica Sevillana de Electricidad Electra del Lima CHADE |
| > 10 y < 25% | Coop. Electra Madrid | Coop. Electra Madrid Hidroeléctrica Guadiaro | Electra Valenciana Electra de Viesgo Coop. Electra Madrid |
| > 25 y < 50% | Hidroeléctrica Ibérica Mengemor Tramways et Électricité | Eléctrica de Orense | |
| > 50 y < 75% | | | |
| > 75% | | | |

Fuente: Elaboración propia a partir de la fuente citada en la tabla 1 para la cartera de valores del Banco de Vizcaya; los datos de capital y obligaciones de las compañías eléctricas proceden de los Anuarios Financieros y de SSAA de España para esos años, excepto para Ibérica, Hidrola y Cooperativa Electra Madrid, proporcionados por Francesca Antolín y Anna Aubanell; y para Tramways et Électricité de Bilbao, que proceden de Broder (1981), p. 1771.

No se incluyen empresas en las que la participación del Banco sea inferior al 0,1%. En negrita, las sociedades del grupo hidroeléctrico del banco.

Ahora bien, la influencia y el poder del Banco de Vizcaya sobre la estrategia corporativa⁵² del grupo eléctrico fue mucho más importante⁵³. En primer lugar, el Banco de Vizcaya tuvo un papel esencial y protagonista en la estrategia de expansión hacia sectores relacionados como la fabricación de material y maquinaria eléctrica y las construcciones, como se verá en detalle en el apartado 4. En segundo lugar, y quizás más importante que lo anterior, el Banco de Vizcaya fue el verdadero artífice de la estrategia de respuesta del grupo liderado por Ibérica e Hidrola al proyecto de Saltos del Duero respaldado por el Banco de Bilbao. La respuesta se articuló en varios frentes: el primero, la creación de una sociedad con el objeto de obstaculizar la estrategia de Saltos del Duero, la Sociedad de Electrificación Industrial, cuyo papel se examina en el apartado 3; el segundo, la estrategia de colaboración entre las empresas del grupo hidroeléctrico frente a la competencia de Saltos del Duero.

A finales de 1917 se plantea la creación de «una inteligencia, consorcio o fusión» entre las empresas del grupo, «para formar un organismo económico poderoso que pudiera abordar en condiciones favorables nuevas y amplias orientaciones industriales»⁵⁴. La Comisión encargada de estudiar ese proyecto estuvo presidida por Juan Urrutia y contó con un representante de cada una de las empresas, presentando un primer informe en septiembre de 1918. Hidroeléctrica Ibérica era partidaria de la fusión entre las diferentes sociedades, opción no compartida por Hidrola y la mayor parte de las distribuidoras. Finalmente, y como mal menor, Enrique Ocharan elaboró un proyecto de «mutuo auxilio para la defensa de los intereses del grupo filial de Sociedades eléctricas» apoyado por Hidrola y que contemplaba la creación de un fondo —dotado con un 5% de los beneficios de cada empresa— para hacer frente a eventuales situaciones de disminución de beneficios normales debidas a la competencia o a otras causas. Sin embargo, la mayoría del Consejo de Hidroeléctrica Ibérica rechazó ese proyecto reafirmandose en la propuesta de fusión efectiva entre las diversas sociedades⁵⁵. Sin duda, esta estrategia de colaboración estaba muy relacionada con el proyecto de Saltos del Duero, que amenazaba seriamente la posición hegemónica del grupo en la producción y distribución de energía en el centro y noroeste español. Ese mismo proyecto de auxilio mutuo, con muy ligeros cambios, se retomará en 1930, nuevamente como respuesta a la «competencia creciente en el negocio y, en concreto, de la presentada ya por Saltos del Duero», siendo ahora su promotor Venancio Echeverría, director-general del Banco de Vizcaya y, en palabras del Consejo de Ibérica, «conocedor en extremo de los negocios hidroeléctricos a los que viene dedicando preferente atención»⁵⁶. El «pacto de auxilio mutuo» fue refrendado a principios de 1931 por las empresas matrices y sus distribuidoras en Bilbao, Madrid, Valencia y Cartagena, más Electra de Viesgo y Electra del Lima. No obstante, la absorción de algunas de las filiales de distribución por las empresas matrices, primero, y, sobre todo, el pacto suscrito con Saltos del Duero en 1934, hicieron que apenas llegara a aplicarse⁵⁷.

Una estrategia complementaria a la anterior fue la creación de acciones especiales de control y la estrategia de control y/o absorción de las distribuidoras por las productoras, también diseñada y auspiciada por el Banco de Vizcaya, muy en particular, por Enrique Ocharan (presidente en aquellas fechas de las dos principales distribuidoras, la Unión Eléctrica Vizcaya y Cooperativa Electra Madrid) y Venancio Echeverría, como respuesta a la estrategia de alianzas y adquisición de compañías distribuidoras desarrollada por Saltos del Duero desde 1929 en adelante (véase apartado 3). A lo largo de 1930 todas las sociedades del grupo crearon una serie de acciones especiales de control, nominativas, con el objeto de «defenderse de la posible entrada de capital extranjero» o de «elementos extraños» en la compañía⁵⁸. La estrategia de control y/o absorción de las distribuidoras por sus respectivas empresas matrices no planteó problema alguno para Hidrola que, a través de diferentes mecanismos (control accionarial, contratos de suministro de energía, etc.) tenía un control casi absoluto de sus filiales de distribución⁵⁹. Hidroeléctrica Ibérica, por su parte, recurrió a la adquisición de la mayoría del capital de las distribuidoras⁶⁰. Esta estrategia, sin embargo, fue más dificultosa en el caso de la Unión Eléctrica Vizcaína, donde existía un grupo accionarial importante ajeno a Hidroeléctrica Ibérica y al Banco de Vizcaya, y una serie de problemas que habían ido surgiendo en torno a la interpretación del contrato de suministro de energía entre la productora y la distribuidora, lo cual, en el contexto de la entrada inminente de Saltos del Duero en el negocio de la producción de electricidad (que suponía, entre otras cosas el tendido de una línea entre el embalse del Esla y Bilbao y la construcción de una subestación transformadora en las cercanías de esta ciudad), llevó al banco y a la empresa suministradora a plantear la adquisición completa de la firma de distribución⁶¹. En palabras de uno de los consejeros de Hidroeléctrica Ibérica, César de la Mora (que siempre había desempeñado un papel fundamental en todos los acuerdos de mercado de las sociedades del grupo hidroeléctrico), dirigidas al antiguo director-gerente de la compañía en la primavera de 1932:

Puede aspirar nadie, medianamente honrado y con mediano sentido común, sea productor o distribuidor, a que en la hora del acuerdo con el Duero, que será la del sacrificio, a él no le toque nada. [...] Será mucho más fuerte nuestra posición estando unidos y confundidos nuestros intereses antes de la llegada del Duero, que no esperar ese momento para entonces precipitadamente y abocados por el temor y con los accionistas inquietos, improvisar fusiones probablemente imposibles de realizar.⁶²

La carta de César de la Mora incluía una felicitación a Tomás Astigarraga por el informe, de carácter técnico, sobre las relaciones entre Hidroeléctrica Ibérica y la Unión Eléctrica Vizcaína. La fusión, o mejor, absorción de ésta última por la primera, aparecía como

el mecanismo más efectivo para solventar los problemas de diversa índole surgidos entre ambas empresas, además de conllevar beneficios derivados de economías de escala, ahorros en costes y «economías fiscales» nada despreciables⁶³. Ahora bien, la operación necesitaba el visto bueno de una buena parte de los accionistas de la Unión Eléctrica Vizcaína no adscritos al grupo liderado por Hidroeléctrica Ibérica y el Banco de Vizcaya, que controlaban poco más del 50% del capital de la compañía. Los detalles concretos de toda la operación, así como su puesta en práctica, fueron diseñados por el director general del Banco de Vizcaya, Venancio Echeverría (también consejero de Ibérica), de conformidad con Enrique Ocharan (presidente de la U. E. Vizcaína). El primero remitió una extensa carta al segundo con fecha 14 de junio de 1932 en la que le señalaba la necesidad de reforzar la posición de «nuestro grupo hidroeléctrico» frente al grupo de Duero, destacando como piezas básicas el pacto de auxilio y el control de la Unión Eléctrica Vizcaína por Ibérica a través de una operación de canje de acciones con los accionistas de la primera. Respecto a este último punto, le indica que

He redactado un documento de compromiso que le incluyo, [...] para que lo examine Vd. y lo vea la Comisión del Banco, por ser éste el mayor accionista de la Unión Eléctrica de Vizcaya, y yo me comprometo a que la Ibérica acepte el compromiso en la misma forma, pues el Presidente, César [de la Mora], Tomás Urquijo, Dámaso [Escu-riaza] y yo nos bastamos para que el Consejo de la Ibérica dé su conformidad, y he de advertir a Vd. que esta Sociedad tiene en cartera acciones por valor de 16 millones de pesetas con las que se puede empezar a hacer el canje. [...] Una vez firmado este compromiso [...] se puede asegurar que el control de la Ibérica en la Unión será efectivo.⁶⁴

Echeverría también solicitaba a Ocharan permiso de la Comisión Delegada del banco para negociar con José Luis Oriol, propietario de «un paquete importante de Uniones», esa operación, y le recordaba que él a su vez tenía que hacer una gestión en ese sentido con Tramways et Électricité de Bilbao. La contestación de Ocharan, fechada un día después, remitía instrucciones muy concretas y detalladas tanto respecto a la negociación con los accionistas de la Unión como con Oriol en particular, indicándole finalmente que

De la carta de Vd. no he dado cuenta más que a Basterra, porque creo que debemos en el actual momento guardar una completa reserva sobre los detalles de estos proyectos.⁶⁵

La operación dio comienzo en septiembre de 1932, con la firma de un convenio de canje de acciones entre Hidroeléctrica Ibérica y algunos grandes accionistas de la Unión Eléctrica Vizcaína y se completó a lo largo de 1933, proceso durante el cual Hidroeléctrica Ibérica

rica solicitó reiteradamente el asesoramiento y consejo del Banco de Vizcaya y, en concreto, de Venancio Echeverría⁶⁶. A la altura de agosto de 1933 se habían canjeado la práctica totalidad de las acciones (59.512 de un total de 60.000) y en octubre de ese mismo año se liquidó la compañía⁶⁷.

3 SALTOS DEL DUERO Y EL BANCO DE BILBAO

El origen de los Saltos del Duero se remonta a principios del siglo XX, cuando una serie de ingenieros e industriales, Fernando Celayeta, Eugenio Grasset y Manuel Taramona, obtuvieron varias concesiones de aprovechamiento de saltos en el río Duero y crearon, en 1906, la Sociedad General de Transportes Eléctricos, con domicilio en Madrid. Sin embargo, una serie de problemas administrativos (la necesidad de hacerse con algunas concesiones río arriba y la negativa del Gobierno portugués a firmar convenio alguno de aprovechamiento del tramo del río que discurría bajo su territorio) y la falta de capital impidieron iniciar el proyecto. Fue a partir de 1918, cuando se incorporan el Banco de Bilbao —como socio financiero— y el titular de las concesiones río arriba, Horacio Echevarrieta, cuando verdaderamente dio comienzo este proyecto industrial, ideado y diseñado por el ingeniero José Orbegozo. El 3 de julio de 1918, Pedro de Icaza y Aguirre, en nombre de la Sociedad General de Transportes Eléctricos, Horacio Echevarrieta (titular de las concesiones río arriba del Duero), y José Luis Villabaso, representando al Banco de Bilbao, constituyeron en Bilbao la Sociedad Hispano Portuguesa de Transportes Eléctricos, con un capital de 150 millones de pesetas. El banco aportaría el 88% del capital y el 12% restante se repartiría entre los otros dos socios en pago de las concesiones aportadas. Con esa misma fecha, esos tres socios crearon el Consorcio de los Saltos del Duero, con la finalidad de solventar todos los problemas administrativos ligados a las concesiones⁶⁸.

El Banco de Vizcaya y su grupo hidroeléctrico intentaron, en un primer momento, obstaculizar por todos los medios la labor de la Hispano Portuguesa, cuyo proyecto «amenazaba» con duplicar la oferta de energía eléctrica existente en España y, por lo tanto, abaratar su precio. Para ello, presentaron diversos recursos contra las concesiones de aprovechamiento de saltos otorgadas a la Hispano Portuguesa y solicitaron concesiones similares a nombre del marqués de Arriluce, que presidía una Comisión Gestora de los Aprovechamientos Hidroeléctricos del Duero, creada a los pocos días de la constitución de la Hispano Portuguesa. En esa Comisión participaban, además del Banco de Vizcaya y las sociedades del grupo hidroeléctrico, la casa Vickers (que

había solicitado en 1917 algunas concesiones de saltos en la mitad inferior del tramo internacional) y su representante en Portugal, Henry Burnay y Cía., y otros grupos como los Urquijo, los Aldama y los Comillas, y una serie de sociedades en las que participaban éstos y el Banco de Vizcaya, como la Unión Eléctrica Madrileña, Altos Hornos de Vizcaya, la Sociedad Española de Construcción Naval y Hullera Española, entre otras⁶⁹. Todas esas concesiones fueron transferidas posteriormente a una nueva compañía, creada en Madrid el 26 de agosto de 1919, la Sociedad de Electrificación Industrial, en la que participaban las empresas y grupos antes citados. La nueva compañía nacía con un capital de 5 millones de pesetas (del que sólo se desembolsó un 50%), distribuido en 10.000 acciones, intransferibles durante los primeros cinco años. El grupo hidroeléctrico liderado por Hidroeléctrica Ibérica e Hidrola suscribió un 24% de las acciones, nombrando al presidente, el marqués de Arriluce, a uno de los cuatro vicepresidentes, César de la Mora, y a seis vocales, Gabriel Ybarra, Dámaso Escauriaza, Juan Urrutia, el marqués de Aldama, José Luis Oriol y Pedro de Orúe; el Banco de Vizcaya, por su parte, suscribió el 4% de las acciones de la nueva compañía⁷⁰. En teoría, la nueva sociedad se dedicaría a explotar saltos de agua, a impulsar la electrificación de transportes e industrias y a la fabricación de material y maquinaria eléctrica. Sin embargo, en un primer momento, su objetivo principal y único fue obstaculizar el proyecto respaldado por el Banco de Bilbao. Un informe de la asesoría jurídica del banco, elaborado en 1924, dice lo siguiente de la historia de los Saltos del Duero en sus primeros años:

Se reduce a una lucha entre la Hispano-Portuguesa que defiende sus derechos y la de Electrificación Industrial que trata de anularlos. No los ha anulado hasta ahora, y es de esperar no los anule después; pero es indudable que ha conseguido retrasar la realización de los Saltos del Duero, lo cual si perjudica a los intereses nacionales, beneficia en cambio a las empresas que actualmente explotan el mercado hidroeléctrico y que han evitado una competencia que las obligara a bajar las tarifas.⁷¹

Ya en 1920 la Sociedad de Electrificación Industrial abandona su objetivo de fabricar material y maquinaria eléctrica, siendo esta tarea acometida por otras empresas promovidas por accionistas de aquella, muy en particular la Sociedad Ibérica de Construcciones Eléctricas, creada en diciembre de ese año⁷². A partir de 1924 la Sociedad de Electrificación Industrial centró sus esfuerzos en la electrificación de los ferrocarriles, con un magro resultado⁷³. En junio de 1929 el Consejo de Administración de Hidroeléctrica Ibérica reconocía que «no hay ninguna razón que abone la subsistencia de dicha Sociedad», siendo partidario de su disolución. Un año más tarde la sociedad era disuelta⁷⁴.

Desde 1921, aunque lentamente, y en un proceso jalonado de problemas y disensiones entre sus propios socios, la Hispano Portuguesa fue consiguiendo, primero en los tribunales y luego por el propio Gobierno español, el reconocimiento definitivo de la titularidad exclusiva de las concesiones y del proyecto de aprovechamiento de los Saltos del Duero⁷⁵. En agosto de 1927 se firmó el tratado internacional de aprovechamiento del Duero con Portugal, lo que eliminaba el último obstáculo para iniciar las obras. Unos meses antes el Banco de Vizcaya había sondeado a Hidroeléctrica Ibérica, Hidrola y Electra de Viesgo su opinión «sobre una posible inteligencia con la Sociedad Hispano Portuguesa de Transportes Eléctricos». Estas remitieron una carta conjunta al Banco, firmada por el marqués de Arriluce, José Luis Oriol y César de la Mora, en la que señalaban que, una vez colocado el 75% de su energía, el grupo podría renunciar a aumentar sus medios de producción y consumir en cambio la de Saltos del Duero, «siempre que se convenga una tarifa de consumo mucho más reducida que la actualmente vigente»; de aceptarse esta propuesta, el grupo eléctrico abonaría el 50% de los gastos realizados por la Hispano Portuguesa y ésta haría lo propio con el 50% de los gastos realizados por la Sociedad de Electrificación Industrial⁷⁶.

Mientras tanto, el grupo de Duero consiguió incorporar nuevos capitalistas a su proyecto, para alivio del Banco de Bilbao, que hasta entonces había sido el que había financiado todos los gastos e inversiones. En 1928 entraron a formar parte del accionariado de la Sociedad Hispano Portuguesa de Transportes Eléctricos Saltos del Duero, la nueva denominación de la antigua Hispano Portuguesa, la General Electric Co. (a través de una filial), el banco neoyorquino E. H. Rollin & Sons Inc. y el Banco Urquijo (que era uno de los socios de la Sociedad de Electrificación Industrial y controlaba una parte del mercado eléctrico de Madrid a través de la Unión Eléctrica Madrileña). El Banco de Bilbao se quedaba con el 29% del capital de la empresa, el grupo americano pasaba a disponer de un 25%, el Banco Urquijo controlaba un 20% y el resto se distribuía entre Horacio Echevarrieta (14,5%) y la Sociedad General de Transportes Eléctricos (11,5%)⁷⁷. A partir de 1929, cuando dieron comienzo las obras de construcción del embalse del Esla, Saltos del Duero emprendió una estrategia de alianzas o adquisición de compañías de distribución de electricidad en el mercado de Madrid, Castilla, Extremadura y Navarra, e inició la construcción de una subestación de transformación en Alonsótegui (Vizcaya) con el objeto de competir en el mercado vasco con Hidroeléctrica Ibérica⁷⁸.

Los socios extranjeros de Duero y General Electric en particular, empresa que también participaba en sociedades del grupo del Banco de Vizcaya como SICE (Sociedad Ibérica de Construcciones Eléctricas) y General Eléctrica Española, ejercieron una cierta influencia para promover el establecimiento de un acuerdo entre ambos grupos. Desde el grupo hidroeléctrico del Banco de Vizcaya éste se veía como inevitable por lo

menos desde 1929, y su estrategia de control de las distribuidoras y de establecimiento del pacto de auxilio mutuo perseguida a partir de entonces (véase apartado 2) no perseguía sino fortalecer su posición negociadora⁷⁹. Finalmente, en julio de 1934 se suscribieron unas bases entre Saltos del Duero, por una parte, y las sociedades Unión Eléctrica Madrileña, Eléctrica de Castilla, Saltos del Alberche, Hidroeléctrica Española, Electra de Viesgo, Cooperativa Electra Madrid, Hidroeléctrica Ibérica, Cooperativa Eléctrica de Langreo y Energía e Industrias Aragonesas (y sus filiales), por otra. Las bases, calificadas como «satisfactorias» por el Consejo de Administración de Hidroeléctrica Ibérica, asumían el planteamiento general que Ibérica, Hidrola y Viesgo habían comunicado al Banco de Vizcaya en 1927: las sociedades eléctricas renunciaban a ampliar sus medios de producción, esto es, a construir nuevas centrales, y se comprometían a consumir la energía producida por Saltos del Duero a una tarifa fijada por ambas partes. El Consejo de Administración del Banco de Vizcaya acordó, con tal motivo, dar un voto de gracias a Venancio Echeverría y al marqués de Arriluce por la labor desempeñada⁸⁰.

4 LOS BANCOS DE VIZCAYA Y BILBAO Y SU ENTRADA EN OTROS SECTORES RELACIONADOS CON LA PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

El Banco de Vizcaya no sólo diseñó en buena medida la respuesta de su grupo hidroeléctrico al proyecto de Saltos del Duero, también desempeñó un papel protagonista en el desarrollo de la industria de fabricación de maquinaria y material eléctrico, en mayor medida que las propias compañías eléctricas, y tuvo una participación notable en otros negocios demandantes de electricidad, como los tranvías, ferrocarriles y metropolitanos, y en un sector muy relacionado con los saltos de agua como la construcción. Por su parte, el Banco de Bilbao y Saltos del Duero, aunque en menor medida, también procuraron desarrollar estrategias similares, sobre todo en el sector de la construcción. En bastantes de estos negocios y en algunos otros, la magnitud del proyecto requirió de grandes inversiones que provocaron que, en muchos casos, ninguno de los bancos citados concurriese en solitario, sino en asociación con otras entidades financieras. Las alianzas entre los bancos no dependieron tanto de una estrategia fijada de antemano por el propio banco, sino más bien de los individuos que estaban detrás de la empresa o el proyecto industrial en cuestión. Por ejemplo, la participación de bancos como el Hispano Americano, el Central o Banesto en algunas operaciones de sociedades del grupo hidroeléctrico del Banco de Vizcaya se debía, básicamente, a que sig-

nificados miembros de los mismos (Antonio Basagoiti, el marqués de Aldama, César de la Mora) formaban parte del Consejo de Administración de una o varias de las compañías eléctricas. Los Bancos Central e Hispano Americano, respectivamente, también fueron socios del Vizcaya en compañías como Mengemor y Sevillana de Electricidad (y sus respectivas filiales). En líneas generales, las entidades con las que el Banco de Vizcaya colaboró en más proyectos fueron las representadas en la Sociedad de Electrificación Industrial: los tres ya citados, más el Banco Urquijo, el Hispano Colonial y la casa Arnús-Garí⁸¹.

El Banco de Vizcaya, junto con significados accionistas y consejeros de las sociedades de su grupo eléctrico capitaneados por Juan Urrutia, el auténtico promotor del proyecto, Altos Hornos de Vizcaya y la casa matriz inglesa, Babcock & Wilcox Ltd., crearon en 1918 la Sociedad Española de Construcciones Babcock & Wilcox, S.A. La nueva sociedad, que tenía su domicilio en Bilbao, nacía con un capital de 20 millones de pesetas. El grupo del Banco de Vizcaya aportaba un 24,5% del capital, el grupo eléctrico un 35,1%, el grupo de Altos Hornos un 20,4% y los socios ingleses el 20% restante⁸². Un año más tarde se creaba, esta vez con domicilio en Madrid, la Sociedad de Electrificación Industrial, con el concurso de los grupos del Banco de Vizcaya, los Bancos Urquijo, Banesto, Hispano Colonial, las casas Aldama y Arnús-Garí y otros socios (véase apartado 3). En 1921, una vez desechada la posibilidad de que la Sociedad de Electrificación abordara la fabricación de material y maquinaria eléctrica, se creó en Bilbao la Sociedad Ibérica de Construcciones Eléctricas. La nueva empresa había sido patrocinada por las sociedades del grupo hidroeléctrico y, muy en particular, por Juan Urrutia, que era quien había llevado las negociaciones con los socios tecnológicos que iban a aportar las patentes y la dirección técnica, la International General Electric Co. y la Thomson-Houston francesa, sobre bases análogas a las estipuladas en la creación de Babcock & Wilcox⁸³. El capital de la nueva sociedad se fijaba en 15 millones de pesetas y entre sus socios se encontraban, además de los ya citados, el Banco de Vizcaya, la Sociedad de Electrificación Industrial, la Sociedad Española de Construcciones Babcock & Wilcox, Altos Hornos de Vizcaya, y los Bancos Urquijo, Banesto, Hispano Americano y Bilbao⁸⁴. Sin embargo, para 1924 SICE ya había desistido en su propósito de fabricar material eléctrico, con la excepción del material telefónico⁸⁵. En 1929, y por iniciativa del Banco de Vizcaya, se constituyó en Bilbao la sociedad General Eléctrica Española con ese objetivo y un capital de 10 millones de pesetas. Los socios eran el propio banco, con un 20% del capital, la Sociedad Española de Construcciones Babcock & Wilcox y la Cía. Euskalduna de Construcción y Reparación de Buques, con un 20% cada una, y el llamado «grupo eléctrico» que agrupaba a la Sociedad Ibérica de Construcciones Eléctricas, con un 15%, y las firmas extranjeras International General Electric Co. y Société Générale de Constructions Électriques et Mécaniques (Alsthom), con un 12,5% cada una. Este «grupo eléctrico»

cedía a la nueva sociedad todas las patentes, asistencia técnica y exclusivas de venta para España⁸⁶. En 1931 se incorporaron a esta sociedad la AEG alemana y su filial en España, la AEG Ibérica de Electricidad. Fruto del convenio que dio lugar a esta incorporación se creó en Madrid una nueva sociedad, dedicada en exclusiva a la parte comercial y de ventas, Geathom, con un capital de 20 millones de pesetas, cuyo primer presidente fue el marqués de Arriluce⁸⁷.

La participación del Banco de Bilbao en este sector fue inicialmente mucho más modesta. En 1917, junto con el Urquijo y Banesto, había creado la Sociedad Española de Construcciones Electromecánicas, destinada a la fabricación de hilo de cobre⁸⁸. También tomó parte en la creación de la Sociedad Ibérica de Construcciones Eléctricas, pero en una posición más modesta y claramente subordinada a la del Banco de Vizcaya. En 1930 el Banco de Bilbao promovió la creación de la Constructora Nacional de Maquinaria Eléctrica, cuya presidencia recayó en Julio de Arteche, que también presidía por esas fechas la Sociedad Española de Construcciones Electromecánicas⁸⁹.

El Banco de Vizcaya también promovió la electrificación a través de su participación en el negocio de tranvías y metropolitanos en España. Sin duda, sus tempranas conexiones con Sofina y otros *holdings* y entidades financieras belgas, pero también suizas y alemanas —y en menor medida, francesas—, que venían desarrollando estrategias similares desde finales del siglo XIX en el mercado español, significaron para el Banco de Vizcaya un modelo a imitar⁹⁰. Además de su presencia ya comentada en los tranvías de Bilbao, Barcelona, Sevilla y Granada, el Banco de Vizcaya fue el socio financiero del Ferrocarril Metropolitano Alfonso XIII de Madrid y del Gran Metropolitano de Barcelona⁹¹.

La presencia del Banco de Vizcaya en el sector de la construcción fue considerable prácticamente desde su nacimiento en 1901. Ese mismo año participó en la creación de la Sociedad Constructora de Obras Públicas y Fomento Industrial, con un 10% de su capital⁹². No obstante, será en el decenio de 1920, vinculado en parte a la política de obras públicas e infraestructuras llevada a cabo durante la Dictadura de Primo de Rivera, cuando su cartera de títulos de compañías constructoras aumente considerablemente. En 1925 se crea la Compañía Urbanizadora Metropolitana, por los mismos socios del Metropolitano Alfonso XIII, y unos años más tarde la Compañía Inmobiliaria Metropolitana⁹³. En 1926 el Banco de Vizcaya aportó el 20,5% del capital de la nueva Compañía Vizcaína de Obras Públicas, en cuyo Consejo disponía de siete representantes⁹⁴. Mayor fue la participación del Banco en la S.A. Gamboa y Domingo, creada en 1928 por transformación de una comanditaria anterior: el banco tenía la mitad del capital social y tenía el derecho a nombrar cuatro consejeros. Gamboa y Domingo se encargó de la construcción del salto del Navia para Electra de Viesgo⁹⁵.

El Banco de Bilbao, por su parte, también tuvo estrechos lazos con empresas de construcción. Las compañías constructoras del embalse del Esla fueron la Sociedad General de Obras y Construcciones S.A. y Puertos y Pantanos S.A., empresas en cuyo Consejo de Administración se encontraban consejeros de la Hispano Portuguesa y del Banco de Bilbao. La primera se había creado en Bilbao en 1911 por iniciativa de los Bancos de Bilbao, Vizcaya y la casa Aldama, más otros dos socios, José Uribeastera y Pío Ezcurra, que se repartían a partes iguales su capital social. Sin embargo, el Banco de Vizcaya acabó abandonando la sociedad que pasó a estar controlada por el Banco de Bilbao. Puertos y Pantanos se creó en 1928, con la razón de Empresa General de Construcción, por iniciativa de algunos de los promotores de los Saltos del Duero, como Horacio Echevarrieta y José Orbegozo, más el apoyo de otros socios como Pío Ezcurra y el Banco Guipuzcoano⁹⁶.

En resumen, tanto por su participación destacada en el desarrollo de la industria eléctrica como por su papel en otros negocios relacionados con la producción y la distribución de electricidad, los bancos, y muy especialmente el Banco de Vizcaya a la cabeza de todos ellos, se colocaron en el centro de una extensa red de intereses —las más de las veces comunes, algunas otras contrapuestos— y relaciones inter-empresariales a través de la que circularon capitales e información. En ese sentido, el sector eléctrico es uno de los mejores ejemplos del proceso de penetración de la banca en la industria y los servicios que tiene lugar en España en el primer tercio del siglo XX, proceso que ha sido destacado por numerosos especialistas⁹⁷. Conviene, no obstante, recordar que esa red está formada en última instancia por un grupo no demasiado numeroso de individuos, a veces relacionados entre sí no sólo por los negocios sino también por vínculos familiares y de otro tipo. Esas relaciones personales no sólo contribuyeron a reducir los costes de información y transacción en el mercado de capitales y en el mundo de los negocios, también son esenciales para explicar muchas de las decisiones tomadas por las grandes empresas. Aunque con perfiles y funciones diferentes, Fernando M.^a Ybarra, José Luis Oriol, César de la Mora, Juan Urrutia, Enrique Ocharan y Venancio Echeverría serían las figuras más destacadas de esa red en lo que respecta al grupo de sociedades eléctricas articulado en torno al Banco de Vizcaya, mientras que Pedro Icaza, Horacio Echevarrieta, José Orbegozo, José Luis Villabaso y Julio Arteché lo serían de Saltos del Duero⁹⁸.

- 1 Véanse, por ejemplo, Banco de Bilbao (1957), Hernández Andreu (1981), Maluquer (1985), Antón (1996) y Núñez (1995).
- 2 Entre otras (entre paréntesis el año de creación), la Electra Martos-Valdepeñas (1899), Electra Industrial de Navarra (1899), Cía. Eléctrica Peninsular (1900), Electra Industrial de Gijón (1900), Electra Industrial Coruñesa (1900), Electra Industrial de Castilla La Nueva (1901), Hidráulica del Freser (1901), Hidroeléctrica del Duero (1902), Hidroeléctrica de Cataluña (1902), Electra de Viesgo (1906), Saltos del Ter (1907), Electra del Sallas (1911), Sociedad Productora de Fuerzas Motrices (1918), Hispano-Portuguesa de Transportes Eléctricos (1918) o Electra de Orense (1920), datos procedentes del Registro Mercantil de Vizcaya, Libros de Sociedades.
- 3 Maluquer de Motes (1985) ha sugerido una hipótesis explicativa centrada en el factor capital al comparar el caso de Bilbao con el de Barcelona. La hipótesis de una fiscalidad sobre los beneficios de las empresas menos gravosa, fruto del sistema de concierto económico en Vizcaya, ha sido apuntada por Alonso Olea (1995) y (1997). Para el conjunto de las sociedades eléctricas que tributan en Vizcaya, el ahorro estimado por la menor presión fiscal del régimen foral entre 1914 y 1935 (en una época en la que la fiscalidad empresarial no era excesivamente gravosa) supuso, de media, un 5% de sus beneficios fiscales, porcentaje que no parece tan importante como para determinar por sí solo el domicilio social de las empresas eléctricas. Sobre la oferta relativamente abundante en Vizcaya de iniciativa empresarial y capital humano muy cualificado, ingenieros en particular, véase Valdaliso (2003).
- 4 Para un marco teórico, Shane y Venkataraman (2000) y Feldman (2001). Sobre la iniciativa empresarial y la formación de los empresarios vizcaínos, véase Valdaliso (2003).
- 5 Acerca de la importancia relativa del capital indiano en Vizcaya, véase Valdaliso (1993) y (2002).
- 6 Las cifras de ahorro privado proceden de Tortella (1978); las de los depósitos bancarios, de Tedde (1974) y Sudrià (1985). Un ejemplo de la concepción del negocio de estos bancos en Banco de Vizcaya (1951), pp. 1-2.
- 7 Registro Mercantil de Vizcaya, Libros de Sociedades. Otros bancos creados en esa coyuntura fueron La Bilbaína (1901), la Unión Financiera (1901), el Banco Naviero Minero (1901), el Banco Vascongado (1902, que absorbió el anterior), o las casas de banca de C. Jacquet e hijos (1903), Félix de Chávarri y Cía. (1904), o Hernández, Mendirichaga y Cía. (1904). El Banco de Vizcaya se hizo en 1902 con La Bilbaína, que estaba en liquidación, y absorbió al Banco Vascongado; en 1915, absorbió la casa de banca de C. Jaquet, véanse Basas (1972), pp. 78-80, Valdaliso (1988), p. 38, y ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 3, fols. 93v-96.
- 8 Tedde (1974) y (1994), y Sudrià (1985).
- 9 Torrente Fortuño (1966).
- 10 El primer Consejo de Administración del Banco estuvo formado por Plácido Allende, Daniel Aresti, José M.ª Basterra, Enrique Borda, Dámaso Escauriaza, Pedro Mac Mahón Aguirre, Pedro Maíz Arzuaga, Pedro Orúe Olavarría, Rafael Picauea Leguía, Felipe Ugalde, Braulio Urigien, Tomás Urquijo Aguirre, Alfredo Ustara, Mariano Vilallonga, Gabriel M.ª Ybarra y Tomás Zubiría, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 1, fols. 1v-2v. Aresti y Maíz fueron dos de los más significados «indianos» en el mundo de los negocios de Bilbao a principios del siglo XX, véase Valdaliso (2002).
- 11 Registro Mercantil de Vizcaya, Libros de Sociedades, varios años. Por conexión directa, me refiero a la presencia de un consejero del banco entre los socios fundadores y/o en el Consejo de Administración de la compañía; por conexión indirecta, me refiero a la existencia de un vínculo familiar de primer grado entre los consejeros de las sociedades eléctricas y los del banco.
- 12 En la reunión del Consejo de Administración del banco de 27/9/1901, Vilallonga, en nombre de la Cía. Ibérica de Electricidad, «dio las gracias al Consejo por haber aceptado el Banco de Vizcaya el nombramiento de banquero de dicha Sociedad», véase ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 1, fol. 23. Sobre la segunda, véase el apartado 2 de este trabajo. En el caso de Tramways et Électricité, creada en 1907, el Banco de Vizcaya actuó

- como suscriptor de las obligaciones emitidas por esta compañía en 1909, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 2, fol. 115v. Plácido Allende, consejero del Banco de Vizcaya, se incorporó al Consejo de esta empresa desde su creación; a su muerte, fue sustituido por otro consejero del Banco, Enrique Borda, Tramways et Électricité de Bilbao, *Rapport présenté aux actionnaires par le Conseil d'Administration*, 1910, p. 3, y 1911, p. 2. En 1912 se incorporó al Consejo Fernando M.ª Ybarra, *Rapport...*, 1912, p. 2.
- 13 A título de ejemplo, en la primera emisión de obligaciones hipotecarias de Hidroeléctrica Ibérica realizada en 1906, el Banco de Vizcaya suscribió las 10.000 obligaciones a emitir (otras 4.000 quedaron en cartera), al tipo del 93% y cobrando una comisión de 5 pesetas por título. Ello significaba que, colocando los títulos por su valor nominal (500 pesetas), el banco percibiría un beneficio de 40 pesetas por título por esa función, véase ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 1, fols. 32 y v.
 - 14 Por ejemplo, en 1918 el Banco de Vizcaya cedió la mitad de los títulos hipotecarios de Sevillana de Electricidad que había suscrito a algunos consejeros y accionistas; y lo mismo hizo con la mayoría de las acciones (serie B) emitidas por la Sociedad Española de Construcción Naval, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fols. 12 y v. Esta estrategia se repetirá en las sociedades del grupo eléctrico, como veremos más adelante.
 - 15 La expresión aparece en Banco de Vizcaya (1951), p. 8, y (1956), p. 24, y luego es utilizada, entre otros, por Maluquer (1985).
 - 16 Bernal (1994), p. 227; y ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 3, fols. 123-24. Inicialmente, la relación entre ambas empresas provino de una cuenta de crédito abierta por el banco a la sociedad eléctrica, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 3, fols. 22-23.
 - 17 Bernal (1994), pp. 172-173. Junto al Banco de Vizcaya, estaban representados en esta compañía un grupo de bancos suizos y alemanes y otros españoles, como el Banco Hispano Americano. Hasta 1931 el Banco de Vizcaya tenía las dos terceras partes del servicio financiero «español» de la compañía; a partir de 1932 se hizo con una tercera parte del servicio total, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo n.º 3, fols. 154v-155, y Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 20, fol. 207.
 - 18 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 9, fols. 66 y 78.
 - 19 Inicialmente, dispuso de tres puestos en el Consejo de Administración, luego ampliados a cuatro, CHADE, Memorias.
 - 20 En 1930 vendió la totalidad de las mismas a un grupo liderado por el Banco Pastor, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 17, fol. 316. El primer Consejo de Administración de esta compañía estaba integrado por cinco miembros del Banco de Vizcaya más J. Manchesi, Registro Mercantil de Vizcaya, Libro de Sociedades n.º 62, Hoja 2763.
 - 21 Núñez (1994), p. 153. El banco dispuso de dos consejeros, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 11, fol. 241.
 - 22 Ésta fue creada por el Banco de Vizcaya y la firma belga; posteriormente, el Banco de Vizcaya adquirió la participación del grupo belga en la empresa, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 5, fols. 253-255, y Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 11, fol. 395.
 - 23 La Compañía del Metropolitano Alfonso XIII se creó en Madrid en 1917 gracias a la iniciativa de los ingenieros Carlos Mendoza, Antonio González Echarte y Miguel Otamendi, y con el apoyo financiero del Banco de Vizcaya, Méndez Pérez (2000), pp. 31-32. En el acuerdo inicial el Banco de Vizcaya se comprometía a asegurar la suscripción de 4 de los 8 millones de pesetas que constituían el capital social de la empresa, dos para su cartera y otros dos para colocar en el mercado, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 3, fols. 155-156.
 - 24 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 11, fols. 154v-155 y 169-169v.
 - 25 Sobre la figura de Eduardo Aznar Tutor, véase Muriel Hernández (2002). José Orueta, socio de Aznar, es autor de unas interesantes memorias en

las que se describe el ambiente de los negocios en el Bilbao de esta época, Orueta (1929). Los datos de estas empresas se han obtenido del Registro Mercantil de Vizcaya, Libros de Sociedades, tomo 17, Hoja 920 y 881, respectivamente. Acerca de Urrutia, véanse Antolín (2000) y Muriel Hernández (2002).

- 26 Archivo Iberdrola, Bilbao, Escritura de constitución de Hidroeléctrica Ibérica, Bilbao 19/7/1901.
- 27 Escritura de constitución de Hidroeléctrica Ibérica, Bilbao 19/7/1901, e Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 1, Acta 24/8/1901, fol. 2.
- 28 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 1, Acta 13/6/1902, fol. 35. Véase también Muriel (2002), pp. 14-15. El nuevo Consejo tenía el control directo de un 18% de las acciones emitidas de Ibérica, Hidroeléctrica Ibérica, Memoria 1902, Listado de accionistas.
- 29 Hidroeléctrica Ibérica solicitó un crédito de un millón de pesetas al Banco de Bilbao en 1903, denegado por esta entidad. Posteriormente, y con la garantía personal de sus consejeros, recibió algunos créditos de inferior cuantía de los Bancos de España y de Vizcaya y un crédito de dos millones de pesetas de la sucursal del Banco de España en Bilbao. A lo largo de 1904 intentó, sin éxito, emitir obligaciones hipotecarias, primero en París, con la garantía del Comptoir de Sconte, y luego en Madrid con la del Banco Hispano Americano, Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 1, fols. 183, 189, 192, 221-222 y 235 y ss. En el Consejo de Administración de Ibérica Antonio Carlevaris era el único que pertenecía al Consejo de un banco, el de Bilbao; Fernando M.º Ybarra y José Velasco tenían un hermano cada uno en el Consejo del Banco de Vizcaya.
- 30 Hidroeléctrica Ibérica Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 2, fols. 41, 47 y 50-58. La ratificación del resto de consejeros se produjo en la reunión de 13 de febrero, fols. 62-66. La oferta en cuestión consistía en un préstamo de tres millones de pesetas y una cuenta de crédito de medio millón, a tres años, y a un interés del 5%, con la garantía hipotecaria de los saltos de agua, edificios y maquinaria y la pignoración de las 8.500 acciones que la sociedad tenía en cartera (pudiendo ésta retirar 6.000 durante el período de duración del préstamo y disfrutando el banco de una opción de compra, a la par, sobre las restantes). El préstamo, sin embargo, no llegó a formalizarse, puesto que en 1906 la sociedad acordó la emisión de 14.000 obligaciones hipotecarias, de las que 10.000 fueron suscritas por el Banco de Vizcaya, al tipo del 93% y con una comisión de 50.000 pesetas, y las 4.000 restantes quedaron en cartera, ibídem, fols. 211-214. Véase también, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo n.º 2, fols. 5-6v y 32 y v.
- 31 Hidroeléctrica Ibérica Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 2, fols. 68-69.
- 32 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 2, fol. 39v.
- 33 Hidroeléctrica Ibérica Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 2, fol. 321.
- 34 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 2, Acta 20/9/1905, fol. 125.
- 35 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 2, Acta 2/1/1907, fols. 255-256; y Memoria 1907, p. 9. El grupo belga que controlaba todas estas empresas estaba liderado por Sofina y otras sociedades bajo la órbita de la AEG alemana, véase Broder (1981), pp. 1733-1735, 1770-1771, 1791 y ss., y 1805-1806.
- 36 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 2, Acta 12/2/1907, fol. 264. La referencia sobre su participación en la Sociedad de Gasificación Industrial es de Aubanell (2000), p. 158. El marqués de Aldama era cuñado de Estanislao de Urquijo, véase Díaz Hernández (1998), pp. 33-35. Gosálvez poseía, en febrero de 1903, 2.500 acciones de Ibérica, entregadas como pago a su aportación de saltos de agua a la sociedad, Hidroeléctrica Ibérica, Memoria 1902.
- 37 La negativa de Urquijo se debía al proyecto, ya en marcha, de fusión de la Sociedad de Gasificación, la Cía. General Madrileña de Electricidad y el Salto del Bolarque, que dio lugar finalmente a la Unión Eléctrica Madrileña. Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 2, Acta 12/2/1907, fol. 264, y Cayón (1997), pp. 24-25.
- 38 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración, n.º 2, Acta 30/4/1907, fols. 279-280. Véanse también Aubanell (2000),

- p. 155; y Cayón (2002), pp. 308-309, aunque la relación de integrantes del primer Consejo de Administración que cita este último es incompleta.
- 39 Los datos personales de los socios del grupo madrileño se han tomado de Muriel Hernández (2002).
 - 40 Registro Mercantil de Vizcaya, Libros de Sociedades, tomo 33, Hoja 1491; Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 2, fols. 350 y 386; y Muriel (2002), p. 28. A la altura de 1914, el Banco de Vizcaya poseía un 5% de las acciones de esta compañía, véase tabla 2.
 - 41 En el Consejo de Administración de la nueva sociedad Hidrola y el Banco de Vizcaya tendrían seis consejeros cada uno y la casa Aldama y otros inversores independientes (Lucas de Urquijo, José Luis Oriol, Eugenio de Garay y César de la Mora) cinco, Aubanell (2000), p. 164. Véase también ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 2, fol. 116v. Pocos meses más tarde, esta compañía se fusionó con la Cooperativa Eléctrica de Madrid, dando lugar a la Cooperativa Electra Madrid, Aubanell (2000), p. 165.
 - 42 Cayón (2002), pp. 326-29. En Electra Valenciana también participó inicialmente Hidroeléctrica Ibérica, Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 3, fols. 116-117.
 - 43 RMV, Libro de Sociedades n.º 29, Hoja 1340. Hidroeléctrica Ibérica cedió el Salto de Urdón y una tercera parte del Salto del Torina a esta compañía a cambio de acciones liberadas de la misma; poco más tarde se amplió el capital a 6 millones de pesetas, disponiendo Hidroeléctrica Ibérica de cuatro de los doce consejeros de la compañía, Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo n.º 2, fol. 379, y n.º 3, fols. 40 y 43; y Electra de Viesgo, Memoria 1913, p. 5.
 - 44 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fol. 48. Ese mismo año se incorporó a esta sociedad como accionista el Banco Mercantil de Santander, Electra de Viesgo, Memoria 1918.
 - 45 Ibérica e Hidrola aportarían, por partes iguales, la mitad del capital de la nueva sociedad, seis millones de pesetas; los tres millones restantes se repartieron entre las distribuidoras de Bilbao (730.000 pesetas), Madrid (720.000 pesetas), Valencia y Cartagena (150.000 pesetas cada una), Electra de Viesgo (750.000 pesetas) y el grupo de los antiguos accionistas, las familias Taramona y Celayeta (500.000 pesetas), Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 3, fol. 374. Este grupo, junto con Electra del Lima, tenían la mayoría del capital social de la Unión Eléctrica Portuguesa, Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fols. 343-344. Véanse también Chapa (2002), pp. 197-198, y Muriel (2002), pp. 30-31.
 - 46 Sobre las compañías valencianas, véase Cayón (2002), pp. 328-29; sobre la Distribuidora, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 9, fol. 363.
 - 47 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 9, fol. 375, y n.º 10, fol. 145; Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fol. 339. El Banco de Vizcaya poseía en 1924 1.348 acciones de Hidrola y ordenó suscribir 3.000 acciones de la ampliación de esta empresa en 1925. Dado que a finales de ese ejercicio sólo poseía 5.047 acciones, el banco sólo adquirió 1.000 de las 25.000 acciones de Hidrola enajenadas por Ibérica.
 - 48 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fol. 358.
 - 49 Adviértase que la salida de Ibérica de Electra de Viesgo también coincidió con una ampliación de capital de la eléctrica santanderina. Esta hipótesis no es incompatible con la sugerida por Aubanell (2000), p. 160, para quien la decisión de Ibérica se debería a sus enfrentamientos con algunos grupos de accionistas de Hidrola en torno al proyecto de fusionar todas las sociedades del grupo.
 - 50 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Sección Dirección General, Expedientes de Inversión Hidroeléctrica Ibérica, Carpeta H. Ibérica (5). Emisiones 1918 y 1925, sin inventariar. En la emisión de 40.000 obligaciones de Hidroeléctrica Ibérica, realizada en 1925, se constituyó un «grupo reasegurador» que se comprometió a suscribir todos los títulos sobrantes (un total de 19.329). Este grupo estaba constituido por el propio Banco de Vizcaya y una serie de consejeros y grandes accionistas del mismo, entre otros, como Dámaso Escauriaga, José M.ª Basterra, Pedro Mac Mahón y Tomás Urquijo. Lo mismo sucedió con otras operaciones de emisión de obligaciones, como

- la de 1921, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 4, fol. 94; o de ampliación de capital, como la de 1923, en la que se emitieron 20.000 acciones, de las que se suscribieron 17.600, y de éstas 6.350 por un grupo en el que estaban los citados anteriormente —excepto el banco—, más varios miembros de la familia Ybarra, y otros accionistas, directivos y consejeros como Venancio Echeverría, José Antonio Gáldiz, César de la Mora, Emilio Roy o Gregorio Santiago, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 6, fol. 216. Esta práctica también se realizó con Hidrola, Electra del Lima o Sevillana de Electricidad, entre otras compañías eléctricas, y, en general, con todas aquellas empresas en las que el banco tenía una cierta participación.
- 51 La estrategia de negocio hace referencia a la estrategia de cada una de las compañías eléctricas en lo que respecta a su posicionamiento en el mercado, las relaciones con clientes y competidores, etc., véase Grant (1996). La literatura reciente sobre las relaciones banca-industria en Alemania es muy extensa, véase un resumen en Valdaliso y López (2000), pp. 340-341. Un resumen de los últimos planteamientos sobre esta cuestión en España en Valdaliso (2004).
 - 52 La estrategia corporativa se refiere a la estrategia del grupo en su conjunto y a la inversión (o desinversión) en otros sectores de actividad, relacionados o no con el negocio eléctrico, véase Grant (1996).
 - 53 En este sentido, el llamado «poder de la banca» debió ser mayor que lo que indican trabajos recientes para períodos posteriores, como el franquismo, véase Valdaliso (2004).
 - 54 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fols. 44-45. Aubanell (2000) indica que fue en 1913 cuando por primera vez se planteó un proyecto de estas características.
 - 55 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fols. 66, 71-72 y 74-75. Los únicos votos favorables al proyecto de Ocharan fueron los de Oriol, Ussía, el marqués de Villarreal de Álava y el de Unzá del Valle, el resto, entre los que se encontraban los consejeros del banco de Vizcaya, apoyó la fusión. Es muy probable que la idea inicial de Ibérica y del propio banco fuera la fusión pero, a la vista de las dificultades y, sobre todo, de la oposición de Hidrola, la entidad financiera, y Ocharan en particular, optaran por un acuerdo que reforzara la colaboración (frente a la eventual competencia del grupo de Saltos del Dueño), aún manteniendo la independencia jurídica de cada una de las empresas, véase Aubanell (2000).
 - 56 La descripción de Echeverría la da el Consejo de Hidroeléctrica Ibérica en el acta en el que éste es nombrado consejero y miembro de la Comisión Delegada (6/4/1927), Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 5, fols. 27-28. La presentación del proyecto y sus objetivos al Consejo, a cargo de Echeverría, se produjo en junio de 1930, *ibidem*, fol. 119. Echeverría y Ocharan son las dos personalidades del banco en su cincuentenario que destaca un hombre de Hidrola como Oriol Urquijo (1951), p. 22.
 - 57 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 5, fols. 143-145.
 - 58 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 5, fols. 121 y ss. El término de «elementos extraños» procede del discurso del marqués de Arriluce a la Junta General Extraordinaria de Accionistas de Ibérica celebrada el 6/10/1932, en la que indicaba que tanto el pacto de auxilio mutuo entre las diez empresas de «nuestro grupo», como la creación de acciones especiales como la estrategia de absorción de las distribuidoras respondían al mismo objetivo, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Sección Dirección General, Expedientes de Inversión Hidroeléctrica Ibérica, Carpeta H. Ibérica (4). Absorción Unión Eléctrica Vizcaína 1932-33, sin inventariar.
 - 59 En el mercado madrileño, Hidrola y la Unión Eléctrica Madrileña del grupo Urquijo llevaron a cabo una estrategia de alianzas para adquirir distribuidoras independientes, Hidrola, Memoria 1930, pp. 7-8.
 - 60 Como hizo con la Electra Agüera en 1930, la Eléctrica Irurak-Bat en 1931 o la Distribuidora Eléctrica Guipuzcoana en 1935, Hidroeléctrica Ibérica, Memoria 1930, p. 6, y Memoria 1935, pp. 6-7.
 - 61 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Sección Dirección General, Expedientes de Inversión Hidro-

- eléctrica Ibérica, Carpeta H. Ibérica (4). Absorción Unión Eléctrica Vizcaína 1932-33, sin inventariar.
- 62 *Ibidem*, Carta de César de la Mora a Tomás [Astigarraga], 9/5/1932. En esta fecha Astigarraga era únicamente consejero, puesto que había dimitido de su puesto como director-gerente en octubre de 1930, siendo sustituido por Enrique Uriarte.
- 63 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Sección Dirección General, Expedientes de Inversión Hidroeléctrica Ibérica, Carpeta H. Ibérica (4). Absorción Unión Eléctrica Vizcaína 1932-33, sin inventariar, Informe remitido por J. A. Herrán a Joaquín Chaparrieta, 1/4/1933.
- 64 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Sección Dirección General, Expedientes de Inversión Hidroeléctrica Ibérica, Carpeta H. Ibérica (4). Absorción Unión Eléctrica Vizcaína 1932-33, sin inventariar, Carta del director general del Banco de Vizcaya a Enrique Ocharan, 14/6/1932. Esos mismos argumentos fueron los citados por el presidente de Hidroeléctrica Ibérica, el marqués de Arriluce, en su discurso a la Junta General Extraordinaria de Accionistas en la que se aprobó un aumento de capital para efectuar el canje de acciones con la distribuidora, *ibidem*, Palabras del marqués de Arriluce a la Junta General Extraordinaria de Accionistas de Hidroeléctrica Ibérica, 6/10/1932.
- 65 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Sección Dirección General, Expedientes de Inversión Hidroeléctrica Ibérica, Carpeta H. Ibérica (4). Absorción Unión Eléctrica Vizcaína 1932-33, sin inventariar, Carta de Enrique Ocharan a Venancio Echeverría, 15/6/1932. No obstante, el proyecto de Ocharan contemplaba la subsistencia de la Unión Eléctrica Vizcaína como empresa independiente, manteniendo el Consejo de Administración que tenía en aquellos momentos (y que él presidía).
- 66 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Sección Dirección General, Expedientes de Inversión Hidroeléctrica Ibérica, Carpeta H. Ibérica (4). Absorción Unión Eléctrica Vizcaína 1932-33, sin inventariar, Carta del secretario general de Hidroeléctrica Ibérica a Venancio Echeverría, 6/6/1933, y contestación de éste con esta misma fecha.
- 67 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 5, fols. 225 y 227.
- 68 Sobre los antecedentes, véanse Muriel (2002), Chapa (2002) y, sobre todo, Díaz Morlán (1998), pp. 182-184. Sobre Orbegozo, véanse Díaz Morlán (2000) y Muriel (2002). Las escrituras de constitución de ambas sociedades en ABBVA, Fondo Banco de Bilbao, Sección Asesoría Jurídica, Caja 13, Carpeta 120, Escrituras.
- 69 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fols. 100-101; y ABBVA, Fondo Banco de Bilbao, Sección Asesoría Jurídica, Caja 13, *Nota relativa a los Saltos del Duero. Extracto de la historia del asunto y de la tramitación, en España y Portugal, de los expedientes referentes al mismo. Consideraciones finales respecto a las soluciones del problema*, Bilbao, junio 1924, pp. 22-24.
- 70 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fols. 107-110. Hidro- la e Ibérica suscribieron 600 acciones cada una, Electra de Viesgo 400, Unión Eléctrica Vizcaína y Electra Madrid 200 cada una, Electra del Lima 160 acciones y Electra Valenciana y Unión Eléctrica de Cartagena 120 cada una. La información sobre el Banco de Vizcaya procede de la cartera de valores de esta entidad, cuya fuente se indica en la tabla 1 de este capítulo.
- 71 ABBVA, Fondo Banco de Bilbao, Sección Asesoría Jurídica, Caja 13, *Nota relativa a los Saltos del Duero. Extracto de la historia del asunto y de la tramitación, en España y Portugal, de los expedientes referentes al mismo. Consideraciones finales respecto a las soluciones del problema*, Bilbao, junio 1924, p. 18.
- 72 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fols. 144-145 y 153-155.
- 73 En marzo de 1924 el presidente de la compañía redactó unas Bases para la reorganización de la empresa en las que se indicaba que su objeto debía ser la electrificación de ferrocarriles y la creación de grandes centrales termoeléctricas o hidroeléctricas, García Adán (2001). La marcha del proyecto de Saltos del Duero puede seguirse en Díaz Morlán (1998) y Chapa (2002).
- 74 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 5, fols. 90-91 y 115.
- 75 Díaz Morlán (1998), pp. 185-187.
- 76 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 5, fols. 29-31.
- 77 Díaz Morlán (1998), pp. 191-192, y Muriel (2002).

78 Díaz Morlán (1998), p. 194.

79 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Sección Dirección General, Expedientes de Inversión Hidroeléctrica Ibérica, Carpeta H. Ibérica (4). Absorción Unión Eléctrica Vizcaína 1932-33, sin inventariar, Carta del Director General del Banco de Vizcaya a Enrique Ocharan, 14/6/1932. En ella, le indica que «los elementos directores de la General Electric, tienen [...] empeño» en que el Banco de Vizcaya y su grupo asistan a las juntas generales de la SICE y la General Eléctrica Española, ya que ese mismo día estarán en Bilbao el presidente de la General Electric E. A. Baldwin, y el marqués de Targiani (que deben asistir a un Consejo de Saltos del Duero), que han concertado un encuentro. «No tengo duda —dice Echeverría— que esas entrevistas tienen por finalidad hablar de arreglos con el Duero».

80 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 5, fol. 251; y ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 11, fols. 201-202. Las bases fueron registradas públicamente, en escritura notarial, en 1936. Los detalles del convenio en ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Sección Dirección General, Expedientes de Inversión Hidroeléctrica Ibérica, Carpeta H. Ibérica, Convenio entre Saltos del Duero y las sociedades Unión Eléctrica Madrileña, Eléctrica de Castilla, Saltos del Alberche, Hidrola, Electra de Viesgo, Cooperativa Electra Madrid, Hidroeléctrica Ibérica, Cooperativa Eléctrica de Langreo y Energía e Industrias Aragonesas, Bilbao, 1936 (sin inventariar).

81 La colaboración con el Urquijo se produjo en compañías como Altos Hornos de Vizcaya (donde también estaba el Banco de Bilbao), la Sociedad Española de Construcción Naval (donde también estaban Banesto, el Hispano Colonial y la casa Arnús-Garí) o la CHADE, ya indicada en el apartado 1.

82 Glasgow University, Business Record Centre, UGD/309/210/3/1 Escritura de Constitución de la Sociedad Española de Construcciones Babcock & Wilcox S.A., otorgada en Bilbao el 1º de Marzo de 1918 ante el notario D. Francisco Santiago Marín. El Banco de Vizcaya como tal sólo tenía un 2,4% de las acciones de la nueva empresa, el resto estaba en manos de accionistas y conseje-

ros del mismo. La presidencia recayó en Victor Chávarri Anduiza, en nombre de Altos Hornos de Vizcaya, que con el 8,7% era el accionista más importante.

83 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fols. 144-145 y 150.

84 Registro Mercantil de Vizcaya, Libro de Sociedades n.º 66, Hoja 2932. El Banco de Vizcaya y la Sociedad de Electrificación Industrial aportaban, cada una, el 6,7% del capital; Ibérica un 5%, Hidrola un 4,67% y Viesgo un 3,33%.

85 Hidroeléctrica Ibérica, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fol. 280.

86 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 9, fols. 205-214; y Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 16, fols. 339 y 342.

87 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 9, fols. 343-345; y Anuario Financiero y de SSAA de España 1935.

88 Núñez (1995), y Díaz Morlán (1998), p. 194.

89 Anuario Financiero y de SSAA de España 1935.

90 Sobre las actividades de Sofina y otros grupos financieros en España, Broder (1981). Sobre las estrategias de estos grupos y *holdings*, véanse Kurgan-Van Hentenryk (1992), pp. 318-326, Lanthier (1990), pp. 184-185, y Hertner (1990), pp. 206-207. Desde 1920 en adelante, el Banco de Vizcaya adquirió participaciones accionariales en empresas como la Hispano Belge Tramways et Électricité, la Société Centrale por l'Industrie Électrique, Sofina o SIDRO, entre otras. En 1926, el banco accedió al Consejo de Administración del Crédit Général de Belgique en una operación en la que adquirió la participación de la Hispano Belge en Tranvías de Barcelona, ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 11, fol. 395, y n.º 12, fols. 15 y 26.

91 Sobre el Metropolitano Alfonso XIII, véase nota 23. Sobre el de Barcelona, donde el Banco disponía de tres consejeros, véase ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 4, fols. 151-152. En Madrid, fue Hidrola la que participó en la Compañía Madrileña de Tranvías, Hidroeléctrica Española, Memoria 1920, p. 13.

92 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas del Consejo de Administración n.º 1, fol. 11.

93 Anuario Financiero y de SSAA.

- 94 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 12, fols. 354-355.
- 95 ABBVA, Fondo Banco de Vizcaya, Libro de Actas de la Comisión Delegada Permanente n.º 15, fols. 308-309, y n.º 16, fol. 291.
- 96 La información sobre estas empresas procede de Díaz Morlán (1998), pp. 193-194, y de datos facilitados por este mismo autor.
- 97 Muñoz (1969), pp. 50-57; Roldán y García Delgado (1973), tomo II, pp. 242-253.
- 98 Ybarra, Oriol y de la Mora, las cabezas más visibles del grupo de compañías eléctricas, tendrían un perfil netamente empresarial; Urrutia (y luego su sucesor en Ibérica Astigarraga) fue el auténtico artífice técnico del proyecto; y Ocharan y Echeverría representarían la visión y los intereses del Banco de Vizcaya. En el caso de Saltos del Duero, las figuras respectivas serían Icaza y Echevarrieta, como empresarios, Orbegozo como ingeniero y Villabaso y Arteché como financieros, representando al Banco de Bilbao.

Bibliografía

- Alonso Olea, E. (1995), *El Concierto Económico. Orígenes y formación de un derecho histórico*, IVAP, Oñate.
- Alonso Olea, E. (1997), «La fiscalidad empresarial en Vizcaya. 1914-1935. Un beneficio del concierto económico», en *Hacienda Pública Española*, 141/142, pp. 3-26.
- Antolín, F. (1996), «Hidroeléctrica Ibérica y la electrificación del País Vasco», en Comín, F., y Martín Aceña, P. (eds.), *La empresa en la historia de España*, Civitas, Madrid.
- Antolín, F. (2000), «Juan Urrutia Zulueta», en Torres, E. (dir.), *Los 100 empresarios españoles del siglo XX*, pp. 148-153, LID Editorial Empresarial, Madrid.
- Aubanell, A. M.^a (1992), «La competencia en la distribución de electricidad en Madrid, 1890-1913», en *Revista de Historia Industrial*, 2, pp. 143-171.
- Aubanell, A. M.^a (2000), «Estrategia empresarial y estrategia financiera de la Sociedad Hidroeléctrica Española, 1907-1935», en *Revista de Historia Industrial*, 17, pp. 153-185.
- Banco de Bilbao (1957), *Un siglo en la vida del Banco de Bilbao*, Bilbao.
- Banco de Vizcaya (1951), *Homenaje a la economía de Vizcaya 1901-1951. Revista Financiera del Banco de Vizcaya*, 77.
- Banco de Vizcaya (1956), *El Banco de Vizcaya y su aportación a la economía española*, Banco de Vizcaya, Bilbao.
- Basas, M. (1972), *El despegue financiero de Bilbao al comienzo de este siglo*, Indubán, Bilbao.
- Bernal, A. M. (1994), «Historia de la Cía. Sevillana de Electricidad, 1894-1983», en Alcaide, J., y otros, *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien años de historia*, Fundación Sevillana de Electricidad, Sevilla.
- Broder, A. (1981), *Le rôle des intérêts étrangers dans la croissance économique de l'Espagne: 1815-1913*, Tesis Doctoral, Université de Lille III.
- Casson, M. (1993), «Cultural Determinants of Economic Performance», en *Journal of Comparative Economics*, 17, pp. 418-442.
- Cayón, F. (1997), *Un análisis del sector eléctrico en Madrid a través de las empresas Hidroeléctrica Española y Unión Eléctrica Madrileña*, Fundación Empresa Pública-Programa de Historia Económica, Documento de Trabajo 97/08.
- Cayón, F. (2002), «Hidroeléctrica Española: un análisis de sus primeros años de actividad (1907-1936)», en *Revista de Historia Económica*, XX, 2, pp. 301-334.
- Chapa, Á. (2002), *Cien años de historia de Iberdrola. Los hechos*, Iberdrola, Madrid.
- Díaz Hernández, O. (1998), *Los Marqueses de Urquijo. El apogeo de una saga poderosa y los inicios del Banco Urquijo, 1870-1931*, EUNSA, Pamplona.
- Díaz Morlán, P. (1998), «El proceso de creación de Saltos del Duero (1917-1935)», en *Revista de Historia Industrial*, 13, pp. 181-198.

- Díaz Morlán, P. (2000), «José Orbegoza Goróstegui», en Torres (dir.), pp. 192-195.
- Díaz Morlán, P. (2002), *Los Ybarra. Una dinastía de empresarios (1801-2001)*, Marcial Pons Historia, Madrid.
- Echanove, F., *Historia de Iberduero*, original xerocopiado.
- Feldman, M. P. (2001), «The Entrepreneurial Event Revisited: Firm Formation in a Regional Context», en *Industrial and Corporate Change*, 10, 4, pp. 861-891.
- García Adán, J. C. (2001), «La Sociedad de Electrificación Industrial y los proyectos de electrificación de ferrocarriles en España (1919-1931)», comunicación presentada al Congreso de Historia Ferroviaria de Aranjuez, Aranjuez.
- Garrués Irurzun, J. (1997), *Empresas y empresarios en Navarra. La industria eléctrica, 1888-1986*, Gobierno de Navarra-Dpto. Educación y Cultura, Pamplona.
- Grant, R. M. (1996), *Dirección estratégica. Conceptos, técnicas y aplicaciones*, Civitas, Madrid.
- Hernández Andreu, J. (1981), «Orígenes, expansión y limitaciones del sector eléctrico en España, 1900-1936», en *Información Comercial Española*, 577, pp. 137-150.
- Hertner, P. (1990), «Estrategias financieras y adaptación a los mercados exteriores: la industria electro-técnica alemana y sus actividades multinacionales de 1890 a 1939», en Teichova, A., Levy-Leboyer, M., y Nussbaum, H. (comp.), *Empresas multinacionales, finanzas, mercados y gobiernos en el siglo XX*, vol. I, pp. 197-213, Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, Madrid.
- Hidroeléctrica Española (1987), *Hidroeléctrica Española, 1907-1982*, Madrid.
- Kurgan-Van Hentenryk, G. (1992), «Finance and Financiers in Belgium, 1880-1940», en Cassis, Y. (ed.), *Finance and Financiers in European History 1880-1960*, Cambridge University Press-Maison des Sciences de l'Homme, Cambridge.
- Lanthier, P. (1990), «Las multinacionales y la industria eléctrica francesa, 1889-1940», en Teichova, A., Levy-Leboyer, M., y Nussbaum, H. (comp.), vol. II, pp. 181-189.
- Madrazo Feliu, B. (1981), *Electra de Viesgo – 75 años*, Imprenta Cervantina, Santander.
- Maluquer de Motes, J. (1985), «Cataluña y el País Vasco en la industria eléctrica española 1901-1935», en González Portilla, M., Maluquer de Motes, J., y De Riquer, B. (eds.), *Industrialización y nacionalismo. Análisis comparativos*, pp. 239-252, Universitat Autònoma, Barcelona.
- Méndez Perez, E. (2000), *La Compañía Metropolitana Alfonso XIII. Una historia económica (1917-1977)*, UNED, Madrid.
- Muñoz, J. (1969), *El poder de la banca en España*, Zero, Algorta.
- Muriel Hernández, M. (2002), *Cien años de historia de Iberdrola. Los hombres*, Iberdrola, Madrid.
- Núñez Romero-Balmas, G. (1994), «Origen e integración de la industria eléctrica en Andalucía y Badajoz», en Alcaide, J., et al., *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien años de historia*, Fundación Sevillana de Electricidad, Sevilla.
- Núñez Romero-Balmas, G. (1995), «Empresas de producción y distribución de electricidad en España (1878-1953)», en *Revista de Historia Industrial*, 7, pp. 39-80.
- Oriol Urquijo, J. M.^a (1951), «El Banco de Vizcaya, sus hombres y su gestión en la iniciación de la Hidroeléctrica Española», en *Revista financiera del Banco de Vizcaya*, 77, pp. 19-22.
- Orueta, J. de [1929] (1993), *Memorias de un bilbaíno 1870 a 1900*, El Tilo, Bilbao.
- Roldán, S., y García Delgado, J. L. (1973), *La formación de la sociedad capitalista en España 1914-1920*, CECA, Madrid, 2 vols.
- Shane, S., y Venkataraman, S. (2000), «The Promise of Entrepreneurship as a Field of Research», en *Academy of Management Review*, 25, 1, pp. 217-226.
- Sudrià, C. (1985), «Formas de industrialización y desarrollo bancario en Cataluña y Euskadi (1840-1936)», en González Portilla, M., Maluquer de Motes, J., y De Riquer, B. (eds.) *Industrialización y nacionalismo. Análisis comparativos*, Universitat Autònoma, Barcelona, pp. 253-266.
- Tedde de Lorca, P. (1974), «La banca privada española durante la Restauración (1874-1914)», en Tortella, G. (dir.), *La banca española en la Restauración. I. Política y finanzas*, Banco de España, Madrid.
- Tedde de Lorca, P. (1994), «La banca privada en España (1830-1930)», en G. Núñez y L. Segreto (eds.), *Introducción a la historia de la empresa en España*, Abacus, Madrid.
- Torrente Fortuño, J. A. (1966), *Historia de la Bolsa de Bilbao. 75 años: 1890-1965*, Bolsa de Bilbao, Bilbao.
- Torres, E. (1998), *Ramón de la Sota (1857-1936). Historia económica de un empresario*, LID Editorial Empresarial, Madrid.
- Tortella, G. (1978), «La formación de capital en España, 1874-1914: reflexiones para un planteamiento

- de la cuestión», *Hacienda Pública Española*, 55, pp. 399-415.
- Valdaliso, J. M.^a (1988), «Grupos empresariales e inversión de capital en Vizcaya, 1886-1913», en *Revista de Historia Económica*, VI, pp. 11-40.
- Valdaliso, J. M.^a (1993), «Los orígenes del capital invertido en la industrialización de Vizcaya, 1879-1913», en *Revista de Historia Industrial*, 4, pp. 159-172.
- Valdaliso, J. M.^a (2002), «Comerciantes e industriales en México, banqueros e industriales en Vizcaya. Unas notas sobre los indianos Aresti, López de Letona, Hernández Mendirichaga y Maíz», en *Illes e Imperis*, 6, pp. 51-66.
- Valdaliso, J. M.^a (2003), «El factor empresarial y la industrialización del País Vasco (1841-1914)», en Castiguet, F. J., y Larraza, M.^a M., (eds.), *Modernización, desarrollo económico y transformaciones sociales en el País Vasco y Navarra*, pp. 31-66, Ediciones Eunat, Pamplona.
- Valdaliso, J. M.^a (2004), «Grupos empresariales y relaciones banca-industria en España durante el franquismo: una aproximación microeconómica», en *Información Comercial Española*, 812, pp. 163-178.
- Valdaliso, J. M.^a, y López, S. (2000), *Historia económica de la empresa*, Crítica, Barcelona.



CAPÍTULO 4

HIDROELÉCTRICA IBÉRICA (1901-1944)

Francesca Antolín

CATEDRÁTICA DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
UNIVERSIDAD DE BARCELONA

1 LA CREACIÓN DE HIDROELÉCTRICA IBÉRICA: CIRCUNSTANCIAS Y DEFINICIÓN DEL PROYECTO EMPRESARIAL

1.1 LA OPORTUNIDAD DEL NEGOCIO ELÉCTRICO. EL ENTORNO SOCIO-ECONÓMICO EN LA CREACIÓN DE HIDROELÉCTRICA IBÉRICA

La creación de Hidroeléctrica Ibérica en 1901, por iniciativa de un grupo de empresarios vascos, para el abastecimiento de energía eléctrica a la península, constituye un fenómeno excepcional por dos razones: la naturaleza y dimensión del proyecto y el momento en que se formula. Se trata de iniciar una nueva industria (intensiva en capital, tecnología y gestión), de ámbito nacional, en un país que había mostrado tímidos intentos industrializadores, básicamente fallidos, a lo largo del siglo XIX. Por otro lado los años del cambio de siglo son un momento en que sólo algunos visionarios, en el seno de las economías más industrializadas, confiaban en el porvenir de esta nueva forma de energía¹. La gestación de dicha iniciativa está relacionada con un cúmulo de circunstancias: las características de la dotación

de recursos energéticos en nuestro país, la eficiente estructuración de la industria internacional de producción y comercialización de la tecnología eléctrica, las circunstancias que inciden sobre la economía y sociedad vasca en torno al cambio de siglo, las características de la comunidad de negocios vasca, y los incentivos por el lado de la demanda.

En cuanto a la dotación de recursos energéticos, observamos que la innovación tecnológica en el transporte de electricidad a grandes distancias permitió, en torno al cambio de siglo, la utilización de recursos hidráulicos para la obtención de energía consumible en emplazamientos alejados de los cauces de los ríos. En España, dicha circunstancia amplió considerablemente la eficiencia y rentabilidad del patrimonio energético español. A los recursos de carbón, que no eran competitivos en parte del territorio pero que se beneficiaron de una protección del 10% hasta 1906 y del 15% a partir de entonces, se sumaron los recursos hidráulicos². De acuerdo con las apreciaciones de la dirección de la Ibérica, la geografía accidentada de la península compensaba la escasa pluviometría, situando a España a la par con Alemania y Francia en términos de recursos hidroeléctricos (Memoria Presentada a la Junta General de Accionistas (MJGA) de 29 de septiembre de 1902). Algunos años antes de la creación de la Ibérica, y según datos de la Estadística de Obras Públicas (1895 y 1896, tomo II), las disponibilidades de esta energía renovable eran de unos 4 millones de HP. Además, según esta fuente, los aprovechamientos hidroeléctricos, factibles a una distancia de hasta 100 kilómetros, representan un ahorro por CV en términos medios de 800 pesetas anuales respecto a opciones alternativas, dado que el alquiler anual de un caballo hidráulico se sitúa entre las 100 y las 150 pesetas anuales. Se considera que de éstos se utilizaba por parte de la industria solamente un 1/50, o sea 80.000 CV, de los cuales 30.000 en la provincia de Barcelona. Obviamente, la magnitud y rentabilidad de recursos aprovechables, respecto a los que se repiten varias estimaciones a lo largo del siglo XX, dependió de las características de los recursos todavía disponibles, de la evolución de la tecnología de producción y distribución, así como de la estructura de gestión de la oferta y de las características de la demanda. Y, por supuesto, su superioridad respecto a otras formas de energía se vio, a la par, afectada por la disponibilidad, el desarrollo relativo en la tecnología y en las formas de gestión de éstas.

La industria de producción de equipo eléctrico se inició a lo largo de la segunda mitad del siglo XIX. Su objetivo era comercializar los inventos e innovaciones en distintos ámbitos de aplicación de la electricidad realizados por científicos de algunos países europeos y de los Estados Unidos. La natural rivalidad entre los inventores de distintos países respecto a los resultados de largos procesos de investigación orientados a la solución de problemas, a menudo muy parecidos, y las fuertes exigencias de capital requeridos en la producción, experimentación y comercialización de los prototipos eficientes llevaron a la pronta creación de un cartel internacional de productores de equipo eléctrico. Dicho cartel, creado a iniciativa de las empresas y grupos financieros alemanes, ahorró

situaciones de competencia destructiva y facilitó la adopción de equipo eléctrico para varias aplicaciones³. Los nuevos hallazgos tecnológicos se daban a conocer a través de publicaciones especializadas y se exponían en ferias internacionales generales y específicas a la electricidad, celebradas periódicamente. Además, al principio de la industria, los productores de equipo no dudaron en trabajar sobre encargos específicos y en ofrecer garantías y líneas de crédito. A su vez se prestaban a instalar los nuevos equipos y a ofrecer asesoría técnica y de gestión a las empresas que compraban sus productos.

Las circunstancias excepcionales que inciden sobre la economía y la sociedad vasca en torno al cambio de siglo son la pérdida de las últimas colonias, en cuyo ámbito de negocios los vascos tuvieron un fuerte protagonismo, y el fortalecimiento de la política proteccionista del Gobierno español. Frente a dichas circunstancias, el empresariado vasco orientó la iniciativa, el capital y el talento hacia la creación de negocios para el abastecimiento del mercado interior. La dotación de recursos, mineral de hierro en Vizcaya y energía hidráulica en Guipúzcoa, la tradición industrial y la aparición de las nuevas tecnologías que se inscriben en el marco de la segunda revolución industrial dieron lugar a una serie de negocios nuevos. Algunos actualizaban y potenciaban viejas especializaciones vascas (siderurgia, metalurgia, máquina herramienta, maquinaria, papel, madera, alimentos, etc.). Otros iniciaban nuevas actividades industriales (construcción naval, material ferroviario, cemento, productos químicos, etc.) o servicios (transporte marítimo, servicios financieros, servicios públicos, etc.).

Por lo que respecta a la comunidad de negocios vasca se debe resaltar que el perfil de los socios fundadores y principales accionistas de la mayoría de empresas contribuyó en gran medida a la capacidad de definir el negocio, así como a su buena andadura. Son los descendientes de los empresarios que inician la industrialización con la explotación internacional del mineral de hierro de la ría de Bilbao a mediados del siglo XVIII y que a fines de siglo disponen de experiencia en distintos ámbitos de negocios en el marco de la economía vasca. Además, el éxito de dicho impulso y la repatriación de capitales permitió la acumulación de abundantes recursos financieros. En torno al cambio de siglo, Bilbao es la plaza financiera más importante y dinámica del país en términos de recursos, desarrollo institucional e iniciativa en la creación de negocios (Tedde y Tortella, 1974). Así, los fundadores y principales accionistas de Hidroeléctrica Ibérica forman parte de la comunidad empresarial que crea y participa en distintos entramados organizativos de la sociedad y economía vasca, y de la madrileña. Sus conexiones familiares, de amistad o de negocios compartidos, con la clase política les permite mantener excelentes relaciones con instituciones y dependencias gubernamentales vascas y españolas. Entre los fundadores destaca el que sería director de la Ibérica, Juan Urrutia Zulueta. Éste era ingeniero de minas y años antes había construido varios saltos de agua en el País Vasco; gozó de la confianza de fundadores y financieros y fue el responsable de definir y dirigir el proyecto empresarial.

Por lo que se puede apreciar en las distintas memorias técnicas e informes presentados al Consejo de Administración en los primeros años, Urrutia disponía, desde la constitución de la sociedad, de un proyecto maduro y consensuado con el equipo fundacional. Tenía una capacidad de liderazgo polifacética y consiguió y mantuvo la simpatía y fidelidad de los que con él compartieron el gobierno de la sociedad y negocios relacionados.

Respecto a los incentivos por el lado de la demanda, observamos que, en torno al cambio de siglo, la mayoría de las nuevas tecnologías eran intensivas en energía y que, de forma progresiva, se diseñaron para beneficiarse de las cualidades específicas que ofrecía la electricidad. Así, la provisión de electricidad no fue sólo la oportunidad de producir energía con tecnologías más eficientes en general y más ajustadas a la dotación de recursos españoles, o sea, un negocio en sí mismo. Además, disponer de energía eléctrica en grandes cantidades y a precios razonables fue una condición necesaria para el éxito de las nuevas actividades productivas emprendidas por la comunidad de negocios vasca. Por tanto, las expectativas sobre el rápido crecimiento de la demanda de electricidad por parte de las nuevas industrias intensivas en energía explica, en gran parte, por qué fueron empresarios vascos los que desarrollaron la industria de producción eléctrica. Y si bien es verdad que diseñaron un proyecto de ámbito nacional porque así lo requería la naturaleza del negocio y porque gran parte de las nuevas empresas creadas por éstos se orientaban al conjunto del mercado nacional, en una primera etapa de siete años concentraron todos los esfuerzos a producir para abastecer en exclusiva el mercado industrial vasco⁴. Finalmente, como ha documentado Sudrià (1983), la escasa difusión del alumbrado de gas para uso doméstico dejaba un amplio margen para la rápida adopción de la electricidad en dicho ámbito⁵. Esta circunstancia se demostraría de forma contundente más tarde, puesto que los usos domésticos de la electricidad en nuestro país adquieren un mayor peso relativo que en otros hasta la década de 1950.

1.2 CREACIÓN DE LA SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA IBÉRICA. EL PROYECTO FUNDACIONAL

La sociedad HI se constituye por escritura pública el 19 de julio de 1901. Según transcribe Enrique Uriarte en la síntesis *Datos para la historia de Hidroeléctrica Ibérica* (Bilbao, 1968), el origen de la futura sociedad se sitúa a principios de 1901 cuando Eduardo Aznar (primer presidente del Consejo Gestor) y José Orueta firmaron un contrato provisional (en marzo del 1901) para la compra de dos concesiones en el río Ebro que José Bores Romero estaba tramitando. Antes de la firma del contrato definitivo el 25 de mayo del mismo año, Aznar y Orueta ofrecieron la gerencia de la futura sociedad a Juan Urrutia Zulueta, ingeniero de minas que había construido varios saltos en Guipúzcoa y Álava. Tras realizar

estudios técnicos y de mercado, que constituyen la Memoria presentada al primer Consejo de Administración de 24 de agosto de 1901, Urrutia aceptó la propuesta, con dos condiciones: que la futura sociedad dispusiera de abundante capital (se fijó en veinte millones de pesetas) y que su objeto fuera construir y explotar saltos hidroeléctricos de mil o más CV, de modo que pudiese extender su ámbito de actividad en amplias zonas de mercado. A partir de entonces y hasta su muerte en 1925, Urrutia ocupó el cargo de director gerente. El análisis de la evolución de esta sociedad, de acuerdo con la documentación disponible (documentos internos de la empresa, algunos trabajos publicados, las intervenciones en cortes y otras referencias), nos señala a Urrutia como artífice del proyecto y principal responsable en la definición de la estrategia empresarial y en su ejecución.

Según documentación de que disponía la sociedad (la Estadística de la Industria Eléctrica de España de 1901), transcrita por Urrutia en MJGA de 29 de septiembre de 1902 y Uriarte (1968), la industria eléctrica española a principios de siglo se encontraba en un estado incipiente. La información en ella contenida permite hacernos una idea de las características del sector y de la importancia del proyecto que representaba la Ibérica. En España había 861 centrales eléctricas de un tamaño medio de 148 CV. Los datos de potencia en kilovatios por mil habitantes de dicha estadística muestran que las provincias pioneras en la introducción de la electricidad fueron las vascas (Guipúzcoa 27,61 y Vizcaya 18,79), Madrid (24,72), Navarra (9,73) y Barcelona (8,43). De los datos sobre la industria se desprenden las características del reto a las que se enfrenta HI. Como veremos más adelante, el proyecto fundacional de HI implicaba incrementar la oferta en un 77% respecto de la capacidad existente. Las dotaciones iniciales de la sociedad fueron quince saltos de agua de una potencia media de 6.533 CV. Su pronta y agresiva entrada en el negocio suponía aumentar la incertidumbre propia de una industria que comienza. No obstante, el hecho de disponer de una capacidad de oferta considerable la situaba en muy buena posición frente a posibles competencias, especialmente si tenemos en cuenta que la producción y distribución de electricidad en España es una actividad que se centra en la explotación de un recurso natural escaso y que se caracteriza por beneficiarse de economías de escala y por tener características de monopolio natural.

Así, la ambición de la Ibérica consistió, en la práctica, en iniciar en España una nueva industria con una nueva tecnología: la producción de electricidad a gran escala utilizando la energía cinética del agua. Las principales ideas del proyecto fundacional se hallan transcritas en el Extracto de la Memoria Presentada al Consejo de Administración de la sociedad (MCA) de 24 de agosto de 1901, al mes y poco de constituirse ésta y en la memoria presentada por el Consejo de Administración de la Sociedad Anónima Hidroeléctrica Ibérica a la Junta General de Accionistas (MJGA) de 16 de febrero de 1903. Dichos documentos son a los que básicamente nos referiremos a lo largo de esta sección para describir el proyecto fundacional.

En el proyecto hay tres ideas básicas que se sofistican y fortalecen en escritos posteriores de Urrutia y, sobre todo, en su práctica empresarial. La primera se refiere a la ventaja comparativa de la energía hidráulica frente a la del carbón para producir electricidad en España y, especialmente, a la importancia de acceder a las economías de escala de esta industria de red. Como sabemos, para beneficiarse de dichas economías es preciso disponer de saltos de gran potencia y abastecer mercados amplios y diversificados como suministrador único. Una segunda idea básica del proyecto, relacionada con la novedad del negocio y las fuertes exigencias de capital, es la de mantener un diseño del negocio sencillo y claro. Para ello se requiere seleccionar los mejores recursos productivos, orientarse hacia los mercados en los que se den amplios márgenes de beneficios y, en un principio, centrarse en abastecer exclusivamente a grandes consumidores. Una tercera idea es que la explotación de los recursos hidroeléctricos puede significar un estímulo importante al desarrollo del sector industrial que, hasta entonces, se ha mantenido rezagado respecto al de otros países de nuestro entorno. En este sentido se justifica orientarse preferentemente al suministro a industrias y zonas industriales y a prever un fuerte crecimiento de la demanda⁶.

Según el MCA celebrado el 24 de agosto de 1901 el «objeto inmediato para el que se ha constituido [la sociedad]» es «la construcción de grandes saltos de agua (mayores de 1.000 CV), utilizando la fuerza de ellos, convirtiéndola en energía eléctrica y transportarla á grandes poblaciones en las que tenga fácil empleo, bien para el suministro de luz, bien para la producción de energía mecánica (fuerza) que pueda ser utilizada por las diferentes industrias que estén establecidas ó se establezcan en lo sucesivo». En dicha memoria se dice también que la «base y fundamento del negocio de la sociedad» consistirá en «suministrar fuerza á las industrias, más barata de la que hoy emplea y con motores mucho más económicos, que permitan una mejor distribución de la fuerza con supresión casi completa de organismos intermedios (transmisores) y que no exijan apenas personal. Y con todo esto hacer compatible la obtención de pingües rendimientos al capital que en su industria ha de emplear la sociedad». Para justificar la oportunidad del proyecto, en dicha memoria se describe: la profundidad de los distintos mercados, la capacidad y coste de explotación de cada uno de los saltos de la sociedad y se especula sobre los precios a los que se puede vender la energía en distintos mercados y sobre los beneficios y rendimientos al capital esperados.

Los criterios para la selección de los mercados a los que se orienta el suministro son el precio al que se cotiza la energía y la facilidad de la colocación de la fuerza en cada uno de ellos. Los mercados previstos en la citada memoria son el País Vasco, Santander, Valencia y poblaciones industriales catalanas (Manresa, Tarrasa y Sabadell). Una vez seleccionados los mercados, se toman decisiones sobre capacidad de producción. En 1901, al constituirse la sociedad, ésta dispone de saltos de agua en el río Ebro, adquiriendo a continuación las de los ríos Leizarán, Urdón, Mijares, Júcar y Segura. Posteriormente, en

TABLA 1 Saltos de agua de la sociedad Hidroeléctrica Ibérica

| SALTO | PROVINCIA | RÍO | POTENCIA EN CV | | MERCADO A SURTIR | DISTANCIA EN KILOMETROS |
|--------------------|--------------|----------|----------------|--------------|--------------------|-------------------------|
| | | | ESTIAJE | AGUAS MEDIAS | | |
| Quintana | Burgos | Ebro | 1.800 | 3.600 | Bilbao | 65 |
| Puentelarrá | Burgos-Alava | Ebro | 4.000 | 8.000 | Bilbao | 60 |
| Cereceda | Burgos | Ebro | 1.600 | 3.200 | Bilbao | 68 |
| Andoain | Guipuzcoa | Leizarán | 2.000 | 4.000 | San Sebastián | 15 |
| | | | | | Beasain, Zumaya | 20 |
| Molinar | Albacete | Júcar | 14.000 | 21.000 | Valencia, Alicante | 80 |
| | | | | | Alcoy | |
| Ampliación Molinar | Albacete | Júcar | 12.000 | 18.000 | | |
| Oliana | Lérida | Segre | 4.100 | 4.100 | Manresa, Sabadell | 50,90 |
| | | | | | Terrasa, Barcelona | 90,110 |
| Fanzara | Castellón | Mijares | 2.300 | 4.600 | Castellón | 30 |
| Treviso | Santander | Urdón | 3.000 | 8.000 | Santander | 70 |
| Ovila | Guadalajara | Tajo | 1.470 | 2.940 | Madrid | 100 |
| Trillo | Guadalajara | Tajo | 3.255 | 6.510 | Madrid | 92 |
| Boquilla | Guadalajara | Tajo | 1.560 | 3.120 | Madrid | 85 |
| Esperanza | Guadalajara | Tajo | 845 | 1.690 | Madrid | 83 |
| Pareja | Guadalajara | Tajo | 3.300 | 6.600 | Madrid | 83 |
| Alocén | Guadalajara | Tajo | 1.105 | 2.210 | Madrid | 80 |
| | | | 56.335 | 97.570 | | |

Fuente MJGA de 24 de marzo de 1902 y Uriarte (1968).

1902, para el abastecimiento de Madrid, se adquirieron los del Tajo [ver tabla 1]. La capacidad del conjunto de saltos de la sociedad es de 97.570 CV en aguas medias y de 56.335 CV en estiaje. En la memoria *Transportes de Energía eléctrica a gran distancia de la Sociedad Hidroeléctrica Ibérica* (Bilbao, 1907), Juan Urrutia razona sobre las decisiones tomadas en términos de mercado y capacidad: «Conceptuado la expresada Sociedad, como regiones industriales en que pudiera tener fácil colocación la energía transportada, las provincias Vascongadas, Madrid, Cataluña y Valencia, adquirió aquellas concesiones que creyó reunirían las mejores condiciones para el fin que se proponía. Entre los muchísimos saltos de agua en estado de concesión que le fueron ofrecidos y que su personal técnico reconoció sobre el terreno, eligió como los mejores en el norte dos en el río Ebro (Quintana y Fontecha) y otro en el mismo río en Cereceda cuya concesión tenía pedida directamente HEI en 1906, uno en Andoain, de aplicación inmediata en las tres Provincias Vascongadas; otros dos en el Tajo, cuya energía puede transportarse fácilmente a Madrid (en 1902, con la adquisición de los saltos del Tajo, con una potencia de 23.070 CV en aguas medias, se incluye el mercado madrileño); en Valencia otros dos, uno en el Júcar y otro en el Mijares, de fácil aprovechamiento en las tres provincias de aquella región; y en Cataluña uno,

en el Segre, cuya energía tiene seguro empleo en Manresa, Sabadell, Tarrasa, o, en último caso, en Barcelona; a los que puede añadirse otro, de menor importancia, adquirido en el río Urdón (Santander)».

El coste por unidad de fuerza producida y transportada al que pueden producir los saltos de la sociedad, teniendo en cuenta los rendimientos que permite la tecnología y el coste de ejecución de las obras, oscila entre 724 pesetas el CV del salto del Júcar distribuido en Valencia o su región y 1.331 pesetas el CV del salto de Quintana distribuido en Bilbao⁷.

El precio de venta de la electricidad con el que la Ibérica decide salir al mercado es de 250 pesetas CV año en servicio permanente (caudal de estiaje). Teniendo en cuenta el régimen de los caudales de los distintos ríos se espera obtener un rendimiento anual medio por CV vendido que oscila entre 187,50 pesetas para el salto de Urdón y 215,65 pesetas en el del Júcar.

El rendimiento medio del total del capital invertido en todos los saltos, poniéndolos en plena explotación, una vez deducidos los gastos de personal, administración, materiales y generales se calcula en un 20,35%. Esto oscila entre un 25% en el capital invertido en el salto del Júcar y un 12,50% en el del salto de Quintana⁸.

En dicha memoria se anticipan también las ideas básicas sobre gestión del negocio que, como veremos, se mantendrían básicamente a lo largo de los ejercicios. Los principios de gestión que se apuntan responden, en un primer lugar, a los objetivos de negocio de una empresa típica que busca conseguir, al mínimo riesgo, la máxima rentabilidad a los capitales invertidos y en segundo lugar, a las características propias de las empresas de producción y suministro y del mercado eléctrico⁹. La capacidad de anticipar la estrategia a seguir en un negocio nuevo es encomiable y sobre todo muy conveniente para los inversionistas y el conjunto de intereses involucrados. Seguramente tiene que ver con que Urrutia se inició en el tema de la electricidad de la mano de un maestro con conexiones y reputación internacionales, que estuvo presente en el sector desde sus inicios construyendo saltos hidráulicos y que tuvo que adquirir la tecnología recurriendo a unas pocas firmas extranjeras, y con ello participar en los foros creados por éstas y por los empresarios del sector, que les mantenían en perpetuo contacto en el interés común de intercambiar experiencias. Finalmente, se debe tener en cuenta que el negocio eléctrico era relativamente parecido a otros bien establecidos como el suministro de agua, el gas o el transporte público.

Las ideas básicas en producción eran las de centrarse exclusivamente en recursos hidráulicos. Éstos se eligen con criterios de rentabilidad que tienen en cuenta consideraciones de oferta y demanda. Ello conlleva conocer los distintos aspectos del coste de producción (obras hidráulicas, equipo de generación, etc.), los determinantes de la política de amortización (durabilidad y obsolescencia tecnológica de los distintos componentes de la infraestructura) y la ubicación de los mercados a surtir. El capital que se estima invertir en infraestructuras se distribuye del siguiente modo: 35% en instalación hidráulica;

25% en maquinaria; 20% en cobre de la línea y 20% en el resto de material de transporte y mano de obra de montajes. Para beneficiarse de las economías de escala propias del negocio la sociedad se fija como objetivo considerar exclusivamente la «construcción de grandes saltos de agua (mayores de 1.000 CV)». La importancia de las economías de escala la vemos en el diferencial de coste del CV abastecido. El del salto del Júcar tenía una potencia en aguas medias 7,5 veces mayor que el de Quintana y los costes de ambos eran, respectivamente, de 724 pesetas CV y 1.331 pesetas CV. La misma relación inversa entre capacidad y coste unitario de la energía a pie de mercado se da para el resto de saltos de la sociedad (ver datos transcritos en páginas anteriores). En cuanto al ritmo de desarrollo de la capacidad de producción se opta por que sea gradual. Así se dice: «En cuanto al desarrollo de la aplicación de la fuerza, necesariamente ha de ir por etapas en cada una de ellas se dé aplicación á una parte de la fuerza del salto, á medida que se vayan disponiendo las industrias existentes para el cambio de la fuerza y se creen otras nuevas á expensas de la mayor baratura de aquella». Se calcula que el tiempo de ejecución de las obras de infraestructura no superará los dos años y medio. La capacidad que se decide instalar en cada salto es la que puede obtenerse en aguas medias, nueve meses al año. Produce por tanto dos tipos de suministro con tarifas distintas: el disponible durante todo el año y el que sólo se abastece durante nueve meses. Respecto a este último, se da por supuesto que cada cliente dispondrá de equipo supletorio (máquinas a vapor) para subsanar la discontinuidad en el suministro. Este supuesto fue válido cuando se negociaba el suministro con potenciales clientes que disponían ya de instalaciones con las que se autoabastecían, pero no se aplicaría para el suministro de empresas o negocios que se crearon *ex novo*.

Respecto a la comercialización del producto, observamos que, para determinar la demanda contemplada por la sociedad ésta procede a la discriminación de áreas de mercado (grandes poblaciones) y clientes dentro de éstas (básicamente grandes firmas industriales) con criterios de remuneración esperada, facilidad de llegar a acuerdos y simplicidad en la gestión. En este sentido se constata que, en las zonas a las que tiene previsto abastecer, el coste al que obtienen la energía los industriales con equipo más eficiente es el doble de aquel al que la sociedad puede obtener la energía en los saltos previstos. En dichos mercados «se limitará á la venta de la energía en grandes cantidades, mediante contratos seguros y de mucha duración, con objeto de dar gran sencillez al negocio de la Sociedad, á la par que un gran carácter de seguridad». Por ejemplo, en la memoria citada, se dice; «En cuanto á la facilidad de colocación de la fuerza, baste decir que cuatro o cinco industrias de las existentes en Bilbao, pueden consumir el total de la fuerza que se transporte». Y que, en el caso de la producción destinada a San Sebastián podría ser absorbida por una sola empresa.

Por lo que respecta a la política de precios el criterio es: «Para fijar [el precio de venta que puede establecer la sociedad] se tomará como límite máximo de dicho

precio, precisamente el mínimo á que hoy se obtiene la fuerza en la industria». Se advierte, no obstante, que el criterio anterior no se aplicará en todos los casos, «el precio [...] que ha de servir como tipo de venta de fuerza será mayor seguramente si como es de esperar se emplea en industrias ya establecidas, que obtienen la fuerza á precios muy elevados, y principalmente en los casos en que se trate de instalaciones de alumbrado ó tracción eléctrica».

Según los cálculos hechos por la sociedad, el precio mínimo al que la industria obtiene el caballo fuerza hora utilizando las máquinas a vapor más perfeccionadas y de gran potencia (de 200 CV en adelante) es de 3,75 céntimos, y de 3,50 céntimos para los motores de gas. Se sigue de ello que el precio máximo con el que la empresa puede competir con los productores más eficientes del mercado es de 3,50 céntimos caballo hora, o bien 306,60 pesetas caballo año. Después de introducir algunos supuestos adicionales, a saber, que por diferentes causas la fuerza no se utiliza más que los 9/10 del año y que hay que deducir un 10% de pérdidas imprevistas, el precio definitivo queda establecido en 250 pesetas/CV/año. El precio de 250 pesetas/CV/año es el establecido para el servicio permanente, el que permiten los caudales de estiaje de los distintos saltos. Al exceso de fuerza total sobre el estiaje se le deduce un 25% por el hecho de suministrarse exclusivamente nueve meses al año y otro 25% por el hecho de requerir al consumidor el mantenimiento de una estación de vapor supletoria. Quedando así el precio del suministro correspondiente al exceso de aguas medias sobre la de estiaje en 150 pesetas/CV/año.

En la MJGA del 16 de febrero de 1903 se hacen nuevos cálculos sobre el coste de la energía pagado por la industria cuando se obtiene por procedimientos alternativos a la hidroelectricidad. Se observa que, si se tienen en cuenta las pérdidas de fuerza en las transmisiones, aparte de los gastos en materiales y trabajo, el coste del CV se sitúa en 720 pesetas/CV/año. Dado el objetivo de 225 pesetas/CV a que aspira la Ibérica, el ahorro en coste de energía que representa la hidroelectricidad se divide, en la práctica, en tres partes, dos para el consumidor y una para la sociedad. Con dicha remuneración se prevé que de los dos primeros saltos con 8.000 CV se obtendrán 225 pesetas/CV y descontando 25 pesetas/CV atribuibles a costes variables, 200 pesetas/CV/año representa un beneficio sobre el capital de un 20%.

Otros objetivos del proyecto fundacional consistieron en asegurarse el control del mercado y dotarse de capacidad de planificación a largo plazo. El control del mercado se propicia: dotándose de los recursos hidráulicos más adecuados para el suministro a largo plazo de las distintas áreas de mercado a surtir, absorbiendo pequeñas compañías de suministro previamente constituidas y creando compañías especializadas en el suministro del segmento de mercado no abastecidos directamente por la sociedad, o sea los pequeños consumidores industriales y las economías domésticas, en las distintas áreas de mer-

cado en que está presente¹⁰. La planificación a largo plazo se vio favorecida por la abundancia de recursos de capital disponibles, por los términos en que se otorgaban las concesiones de derechos de aprovechamiento para los saltos de agua y, finalmente, por la selección de clientes y las características de los contratos de suministro a mercados diseñadas por la sociedad. En España, las concesiones se otorgaban por tiempo indefinido, y la indiferencia de la administración municipal y estatal en materia de regulación, hasta la quinta década del siglo, dejó abierto un amplísimo margen de libertad para fijar los términos de actuación de las empresas de suministro. En resumidas cuentas, tanto por lo temprano del proyecto, como por su solidez financiera, escala de operación, estrategia de mercado junto con las características del marco institucional, Urrutia consiguió anticiparse y reservarse el mercado frente a potenciales competidores.

2 EL DESARROLLO DEL PROYECTO EMPRESARIAL

El desarrollo del proyecto empresarial comportó actuaciones en los dos frentes que constituyen el objeto para el que se creó la sociedad según el proyecto fundacional: la producción y transporte de energía a las distintas plazas de mercado que se asigna la sociedad, y su complemento, la comercialización entre grandes consumidores de la energía producida.

La construcción de grandes saltos e instalaciones para la producción y transporte de energía es, en muchos sentidos, la actividad fundamental de la empresa. Ésta requiere amplios recursos de capital y capacidad gestora. En términos de iniciativa empresarial, las exigencias tampoco son despreciables: en este ámbito se toman decisiones sobre fuentes de energía primaria, tecnología de producción, opciones de construcción de las obras hidráulicas, sobre utilización de terrenos de terceros en la construcción de las redes de transporte y distribución y decisiones financieras para cubrir los costes presupuestados y los imprevistos. Ésta es el área en que el escogido director gerente de la sociedad tenía experiencia y talento probados, y en la que ésta fue más allá de los objetivos previstos en el proyecto fundacional. Como veremos la Ibérica construyó los principales saltos del proyecto fundacional entre 1901 y 1910. Los saltos adquiridos más tarde fueron el de Lima para el suministro de la zona norte de Portugal (comprado en 1916 y construido en 1921) y los del Cinca (comprados en 1906, reactivada la concesión en 1917 e iniciada la obra en 1919) para completar el suministro al País Vasco. Fue en el ámbito del suministro y por varias razones, donde la sociedad recurrió a la creación de otras sociedades para gestionar el abastecimiento y dar continuidad al proyecto fundacional, en

TABLA 2 Cronología de la actividad constructora

| | 1901 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | ... | 1943 |
|----------|------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|------|
| Quintana | • | • | • | • | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Andoain | | | • | • | • | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fontecha | | | | • | • | • | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Molinar | | | | | | | | • | • | • | | | | | | | | | | | | | |
| Burceña | | | | | | | | | • | | | | | | | | | | | | | | |
| Mena | | | | | | | | | • | | | | | | | | | | | | | | |
| Urdón | | | | | | | | | | • | • | • | • | | | | | | | | | | |
| Lima | | | | | | | | | | | | | | | | | • | • | • | • | • | • | |
| Cortijo | | | | | | | | | | | | | | | | | | • | • | | | | |
| Cinca | | | | | | | | | | | | | | | | | | | • | • | • | | |
| Cereceda | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | • |

Fuente: Memorias de la sociedad Hidroeléctrica Ibérica.

mercados distintos del País Vasco¹¹. Incluso allí, como se expresa con toda claridad en el proyecto fundacional, su ámbito de actividad en el suministro se restringe al grupo de grandes consumidores.

En el análisis del desarrollo del proyecto empresarial seguiremos el orden cronológico. En este sentido, se pueden observar claramente dos etapas que vienen marcadas por la actividad constructora, al ser ésta la que requiere mayores recursos y habilidades y la que determina los objetivos y condicionantes de la actividad de suministro. En la primera, que va de 1901 a 1918, se lleva a cabo la construcción y explotación de los saltos del proyecto fundacional, y la segunda, comprende la construcción de los saltos del Cinca, iniciados en 1919, con objeto de incrementar la capacidad que surte el mercado vasco y llega hasta 1944, año en que se produce la fusión con Saltos del Duero para crear Iberduero [tabla 2]. Para cada etapa, y después de apuntar los hechos más sobresalientes respecto a las actividades llevadas a cabo, reflexionaré sobre los aspectos de toma de decisiones y gestión empresarial, tanto en la faceta constructiva como en la de abastecimiento de energía. Efectivamente, la documentación consultada nos permite reproducir los objetivos perseguidos y las medidas tomadas en la faceta constructiva y de suministro, así como las decisiones que tuvieron que improvisarse frente a las incidencias ocurridas. Estas últimas comportaron cambios en el destino de la energía, en los plazos de conclusión de las obras, en las especificaciones tecnológicas de las instalaciones y en los costes de realización de los proyectos. El seguimiento de la estrategia empresarial es más detallada para la primera etapa que para la posterior porque disponemos de una mayor riqueza de detalles.

De acuerdo con las reflexiones contenidas en el proyecto fundacional se optó, de manera exclusiva, por la energía hidráulica, siguiendo el criterio de mínimo coste de producción de electricidad. Los saltos que se adquieren entre los años 1901-1902, descritos en la tabla 1, se eligieron básicamente teniendo en cuenta la proximidad del área de mercado a surtir. Por aquellas fechas, las características de la tecnología todavía establecían límites severos a las distancias en las que era eficiente transportar electricidad. Prueba de ello es que, según todas las previsiones, los transportes desde el primer salto construido, a 62 kilómetros de Bilbao, con una tensión máxima permitida por la tecnología, de 20.000 voltios, implicaban unas pérdidas nada despreciables del 25% respecto a la energía potencialmente utilizable. Por suerte, dado el dinamismo de la innovación tecnológica durante los primeros años de siglo, dichas pérdidas pudieron reducirse en poco tiempo sobre la base de transportar la electricidad a mayores tensiones. Por lo que nos dice Urrutia, la sociedad considera simultáneamente la oportunidad de adquirir saltos con concesiones otorgadas, por lógica, preseleccionados por los que obtuvieron las concesiones por su rentabilidad y saltos respecto a los que se trata de tramitar la concesión, más baratos pero no inmediatamente disponibles debido al tiempo que llevaba el proceso administrativo de concesión.

Por lo que respecta al suministro eléctrico, el precio, pero también la calidad y la continuidad del suministro, son importantes. La continuidad depende de que no se produzcan averías en los bienes de equipo ni fallos en la disponibilidad de la energía primaria prevista para abastecer la producción de electricidad. Respecto al primer aspecto en MGJA de 16 de febrero de 1903, un año antes de iniciarse el suministro, se habla por primera vez de la toma de medidas para evitar interrupciones. En este caso se contemplan exclusivamente fallos en el equipo. Por tanto, la solución que se prevé entonces se limita a diseñar un sistema de transporte que permita reparar posibles desperfectos, manteniendo en funcionamiento las instalaciones no afectadas. Desde el principio, el mercado más importante, la ría de Bilbao, es abastecido con dos saltos diferenciados, conectados a Bilbao con un mínimo de dos líneas de transporte cada uno. Respecto al segundo aspecto, sabemos que la variabilidad en los caudales, debida a la distinta intensidad y distribución anual de las precipitaciones, plantea problemas en la continuidad del suministro eléctrico cuando éste depende exclusivamente de la energía hidráulica. El recurso a la energía del vapor como complemento a la hidráulica, la única solución al problema de la variabilidad de los caudales se plantea a fines de 1906¹². La disponibilidad de la central de Burceña, con 3.000 kW de potencia para el auxilio de la producción hidráulica, no está lista hasta el año 1908. Quisiera advertir que cuando se llega al acuerdo con la compañía de tranvías, los CV contratados por los abonados de la Ibérica en servicio permanente

no superan la capacidad de los saltos en época de estiaje, por lo que no es previsible que la compañía falle en el suministro por problemas en los caudales. No sabemos, con precisión, las características de la contratación en la fecha de la puesta en servicio de la central térmica al cabo de los dos años.

2.1.1 La provisión de infraestructuras en el período 1901-1918

Durante los primeros años (1901-1906), el desarrollo del proyecto empresarial de la Ibérica se orientó de forma exclusiva al objetivo de abastecer el mercado vasco. Así, la construcción de los saltos de Quintana, Andoain y Fontecha constituyó la primera parte de su programa de actividades. En Urrutia (1907) se argumenta dicha decisión: «La referida Sociedad [...] eligió, como zona más adecuada para comenzar los transportes de energía que eran su objeto, la región Vascongada, donde, por estar colocado gran parte de su capital y por conocer mejor las necesidades de la industria que le permitían una fácil colocación de la energía eléctrica, no corría el riesgo de desembolsar capitales que no tuvieran asegurado el natural beneficio una vez terminados los transportes. Atendiendo á esta razón de prudencia, decidió construir los tres saltos de la región del Norte, si bien fueran seguramente los más costosos, por lo que á sus obras hidráulicas se refiere; pero este inconveniente lo juzgaba sobradamente compensado con las ventajas anteriormente indicadas, habiendo venido los hechos á comprobar el acierto de tal determinación».

En una segunda etapa, que da comienzo en 1907 tras constituirse Hidroeléctrica Española para gestionar el abastecimiento del País Valenciano y Madrid, se iniciaron las obras para surtir a mercados distintos al vasco. A la construcción del salto del Molinar (1907-1909) para abastecer los mercados de Levante y Madrid siguió el de Urdón (1909-1910) que, gestionado a través de Electra de Viesgo, se encargó del suministro de Santander y su zona industrial. El detalle de las actividades de construcción de dichos saltos, cuya responsabilidad mantiene la Ibérica, se analizan en la sección final de este apartado y con un nivel de detalle mucho menor. Los saltos del proyecto fundacional que no se construyeron en este período son el de Cereceda, Segre y Tajo. Alternativamente se construyó el salto de Lima (1916-1921) para el abastecimiento del norte de Portugal.

Posteriormente, y hasta el inicio de la construcción de los saltos del Cinca en 1919, se realizaron obras de mejora y complemento de los saltos construidos en el período anterior para abastecer el mercado vasco. La actividad constructora, para la mejora y complemento de los saltos del proyecto fundacional, destinados al abastecimiento de los mercados de Levante, Madrid y Santander corrió ya a cargo de Hidroeléctrica Española y Electra del Viesgo respectivamente.

2.1.2 La construcción de los saltos del proyecto fundacional para el abastecimiento del País Vasco

Partiendo de los proyectos y estudios efectuados por J. Urrutia con anterioridad a la constitución de la sociedad, se emprendió la construcción en 1901, de forma prácticamente simultánea, de los saltos que habían de abastecer el mercado vasco. La transmisión de energía se inicia, en el caso del salto de Quintana, en febrero de 1904, en el del salto de Andoain en junio de 1904 (a San Sebastián) y abril de 1905 (a Bilbao) y en el del salto de Fontecha en noviembre de 1905. Durante el año 1907 se consigue que funcionen el conjunto de instalaciones a plena capacidad¹³.

El primer salto puesto en explotación fue el de Quintana. Las obras empezaron el mismo mes de julio de 1901 en que se constituyó la sociedad. Desde un principio, se trabajó simultáneamente en los distintos componentes de la obra con objeto de acortar el período de construcción. Las obras de la presa se realizaron por administración directa y el resto, el canal de derivación y la casa de máquinas, por varias contratas otorgadas en subasta. En la construcción del canal de derivación (10,6 kilómetros), realizado por medio de tres contratas distintas, llegaron a trabajar simultáneamente seiscientos obreros. El 28 de febrero de 1904 se realizó el primer transporte a una tensión de 30.000 voltios a una distancia de 62 kilómetros. Habían transcurrido dos años y siete meses desde la constitución de la sociedad. El servicio de suministro no se inició hasta el 1 de abril debido a que los clientes no tenían finalizadas las instalaciones de sus electromotores. El primer cliente surtido por la Ibérica, con 150 CV, fue Ugalde y Cia. (fábrica de harinas).

El segundo salto puesto en explotación fue el de Andoain (Guipúzcoa). Este salto se compró con las obras hidráulicas en proceso de construcción. El resto, las de la conducción forzada y la casa de máquinas, se realizaron por administración propia. Se iniciaron en mayo de 1902 y terminaron en 1903. Dicho salto estuvo listo para su aprovechamiento en junio de 1904. Su primer cliente fue la fábrica de cemento Rezola y Cía. de Guipúzcoa (6 kilómetros). Parte de la energía invernal de dicho salto, que no pudo colocarse en Guipúzcoa, llegó a Bilbao (79 kilómetros) en abril de 1905.

La construcción del salto de Fontecha se decide poner en marcha, con carácter de urgencia, en febrero de 1903. Después de replantear el proyecto inicial elaborado para obtener la concesión, la obra se inicia en agosto de 1903. La administración de las obras se realizó siguiendo la experiencia de las anteriores. Para acelerar la construcción, en las obras del canal (16 kilómetros) llegaron a trabajar simultáneamente 3.000 obreros. El salto quedó terminado en julio de 1905, y el suministro se inició en noviembre. Los grupos de generación 3º y 4º, de 2.000 CV cada uno, no se instalaron hasta 1908 y 1909 respectivamente.

La totalidad del material eléctrico (dinamos, alternadores, transformadores, cuadros y aparatos) fue suministrado por la casa Siemens Schuckert Werke. El equipo hidráulico (turbinas, reguladores y sus anexos) fue construido por la Sociedad Escher Wyss

& Co. de Zurich. Los técnicos de dichas sociedades realizaron la instalación de los equipos y su puesta a punto en los dos primeros saltos construidos. En el de Fontecha, dichas operaciones fueron responsabilidad de los ingenieros de la Ibérica.

Dadas las características de los saltos y los rendimientos alcanzados por el equipo disponible a principio de siglo, las potencias teóricas de los saltos construidos fueron, según Urrutia (1907): Salto de Quintana (caudal 22.000 litros, altura 19,5 metros): potencia 4.000 CV; Salto de Andoain (caudal 2.000 litros, altura 200 metros): potencia 4.000 CV; Salto de Fontecha (caudal 20.000 litros, altura 41 metros): potencia 8.000 CV.

A las obras anteriores se sumaron, desde fines de 1902, las de la estación de distribución de Larrasquitu en Bilbao, las subestaciones para el abastecimiento de los clientes principales, así como las líneas de transporte. La energía transportada desde las centrales de producción a la estación de distribución de Larrasquitu fue corriente trifásica a 30.000 voltios. De la central de Quintana partía una conducción con dos líneas paralelas de 61,6 kilómetros, con capacidad para 4.000 CV, la capacidad total de la central. Había dos derivaciones de 1.000 CV de capacidad, una a Amurrio de 21 kilómetros para abastecer la fábrica de Aranguren de la Papelera Española y otra de 4,5 kilómetros a la fábrica de Arrigorriaga de la misma sociedad. De la central de Andoain partían tres líneas: una a Bilbao de 79 kilómetros que permitía un transporte de 2.000 CV, otra a Tolosa, de 11,27 kilómetros y capacidad superior a los 1.000 CV, y la última a Añorga (San Sebastián) de 13,275 kilómetros y capacidad superior a los 1.000 CV. De la central de Fontecha salía una conducción principal, en dos líneas, a Bilbao, de 62,4 kilómetros y capacidad de transporte cada una de 4.000 CV. Otra a Vitoria, de una longitud de 33 kilómetros y 1.000 CV de capacidad y, finalmente una tercera a Miranda de 12,4 kilómetros y 500 CV de capacidad.

La red de distribución de Bilbao estaba compuesta por quince líneas que partían de la estación de Larrasquitu y conducían energía a 3.000 voltios de tensión, siendo su longitud a fines de 1906 de 71,6 kilómetros. Éstas estaban reunidas en cinco trazados: uno a cada lado de la ría, un tercero que se dirigía al casco antiguo de Bilbao, otro al ensanche, y el quinto, en sentido inverso del Nervión, iba hacia Dos Caminos. La de San Sebastián, que llevaba la energía desde Añora hasta las proximidades de la estación del Ferrocarril del Norte, tenía una extensión de 5,7 kilómetros y una capacidad de 300 CV.

En MJGA de abril de 1906 se dan por finalizadas las obras de los tres saltos «más importantes de la región del Norte» y con ello la primera parte del programa de la sociedad, al tiempo que se advierte sobre la necesidad de entrar en un «compás de espera». Compás de espera que se refiere a la oportunidad de construir nuevos saltos para surtir el mercado vasco. En MJGA de febrero de 1905 y en previsión de la conclusión de las obras de los saltos que abastecerán el mercado vasco, se decía: «Con ello se habrá asentado sobre base segura el prestigio de la Sociedad y después, con la experiencia y crédito adquiridos, y sin precipitaciones ni temores, podremos emprender nuevas campañas, para las cuales no habrá

seguramente de faltarnos el concurso del capital necesario, que buscará una buena colocación á la sombra de nuestros primeros éxitos y de nuestra reconocida experiencia».

2.1.3 Las obras de mejora y ampliación de capacidad para surtir al País Vasco anteriores a la construcción de saltos del Cinca (1907-1918)

Una vez construida la infraestructura básica que permite poner en marcha el salto (presa, canal, casa de máquinas y línea de transporte), el flujo de inversión realizada en cada salto para incrementar su rendimiento se intenta ajustar al máximo al flujo esperado de ingresos por venta de energía. Así, la inversión para completar el equipo de generación se va desarrollando a medida que se tiene contratada la energía a producir. Lo mismo ocurre con parte de la red de transporte, puesto que de todas las centrales parten, como mínimo, un par de líneas al principal mercado, la ría del Nervión, y por supuesto con las líneas de distribución, directamente relacionadas con la conclusión de nuevos contratos de suministro.

Respecto al equipo de generación, teniendo en cuenta que los caudales disponibles en cada salto son irregulares, observamos que, primero, con ocasión de la inauguración del salto, se invierte en el equipo capaz de generar y transportar la energía en período de estiaje. Esta capacidad de generación, al estar disponible durante todo el año de modo ininterrumpido, es la primera en contratarse y también la que se vende a mejor precio. El siguiente paso consiste en aumentar la inversión para aprovechar la capacidad en aguas medias, disponible aproximadamente nueve meses al año y que es el tope de capacidad para la que inicialmente se diseñó el aprovechamiento. Posteriormente, cuando la demanda supera la capacidad de suministro en aguas medias, se toman varias medidas, que pueden incluir desde disponer de equipo de generación adicional para aprovechar los caudales invernales más generosos pero sólo disponibles algunos meses del año, hasta la introducción de pequeñas instalaciones de regulación de caudales y/o mejoras en los bienes de equipo para aumentar el rendimiento de las instalaciones.

Efectivamente, dadas las oportunidades en la colocación de energía del mercado vasco, en el año 1908, con la incorporación de los saltos de Mena comprados a la Sociedad Electra, las instalaciones productivas de HI superan ya la capacidad teórica de los tres saltos del proyecto inicial. Al final de este período en 1918, el año en que se inician las obras del Cinca, la potencia de generación había alcanzado 22.100 kW, 1,7 veces la potencia de los saltos del proyecto inicial.

El incremento de la capacidad, muy gradual a lo largo de estos años, se consiguió perfeccionando las instalaciones hidráulicas, entre 1909 y 1917, actualizando la tecnología de producción y transporte de los saltos ya construidos e incorporando nuevos saltos de agua, de pequeña envergadura. Las mejoras en las instalaciones hidráulicas comportaron el incremento de la altura de las presas y canales de derivación, la construcción de

TABLA 3 Evolución del valor de las instalaciones (en pesetas)

| | 1906 | 1918 |
|------------------------|------------|------------|
| Quintana | 4.171.724 | 4.189.708 |
| Andoain | 3.758.830 | 4.441.136 |
| Fontecha | 7.509.811 | 8.245.483 |
| Mena | — | 2.278.079 |
| Cortijo | — | 799.777 |
| Torina | — | 1.322.162 |
| Cinca | — | 1.590.921 |
| Larrasquitu | 650.170 | 644.983 |
| Subestaciones | — | 862.720 |
| Líneas de distribución | 557.925 | 1.331.885 |
| Concesiones | 2.916.877 | 796.845 |
| Total | 20.123.262 | 26.503.699 |

depósitos de regulación y la mejora en las instalaciones de algunos saltos. Las actuaciones en el ámbito de la tecnología consistieron en la renovación de generadores y transformadores, el incremento de la tensión en el sistema de transporte y el perfeccionamiento de las líneas de distribución. Las pequeñas nuevas instalaciones puestas en explotación fueron: la estación térmica de Burceña (1908), los saltos de Mena (1908), el salto de Bidasoa (1916), y el salto del Cortijo en el río Ebro (1918).

Finalmente, en 1918 se termina con la actividad de revalorización de los saltos del proyecto fundacional y se decide incrementar sustancialmente la capacidad. Para ello se decide actualizar la concesión de Saltos del Cinca, con la previsión de que estén finalizados en 1920 (1918 es el año en que la Española inicia la construcción del salto de Dos Aguas en Valencia, de 60.000 kW). La tabla 3 refleja el valor de las instalaciones en activo en 1906, el año en que se da por finalizada la construcción de los saltos del proyecto fundacional para el abastecimiento del País Vasco, y en 1918, el año anterior al inicio del proyecto Saltos del Cinca. De alguna manera, la diferencia entre ambas magnitudes refleja los esfuerzos de mejora en capacidad y eficiencia de los saltos referidos y la incorporación de los de Mena, Cortijo y Torina, más la concesión de los del Cinca. Se debe tener en cuenta, no obstante, que dicha diferencia subvalora el esfuerzo inversor, en la medida en que en la partida Concesiones del año 1906 figuran las del Molinar, Mijares y Saltos del Tajo que en 1918 se habían traspasado a Hidroeléctrica Española y la del Urdón a Electra Viesgo y que el valor de las infraestructuras en 1918 se ha reducido en 4.680.000 pesetas, en concepto de amortización desde el año 1906, cuando se inicia la política de amortización de las instalaciones. El valor del «primer establecimiento y almacenes» en 1944 a la fusión con Saltos del Duero era de 225.572.478 pesetas.

2.1.4 Las obras en saltos de la sociedad para surtir otros mercados (1907-1921)

La actividad constructora de la Ibérica abarcó también la habilitación de otros saltos, algunos de ellos propiedad de la empresa y formando parte del proyecto inicial, y otros para el abastecimiento de mercados distintos al del País Vasco. Su explotación se realizó siempre por otras sociedades, constituidas por iniciativa de la Ibérica y en parte financiadas por ella para tal propósito.

El salto del Molinar en el río Júcar, con una capacidad en aguas medias de 39.000 CV (21.000 CV según proyecto inicial y 18.000 CV de la ampliación), era el más importante del proyecto fundacional. En la memoria al Consejo de Administración de 1901 se considera «el mejor salto de Europa y uno de los mejores del mundo» y piensa «emplearse principalmente transportando su energía a Valencia, que dista menos de 80 kilómetros de la central del salto, sin olvidar que a distancias mucho menores que Valencia se encuentran poblaciones como Alcira, de más de 18.000 almas; Carcajante, de más de 12.500; Gandía, de 9.000; Oliva, de más de 9.000; Játiva, de más de 14.000 y Torrente, de más de 7.500...». En la segunda memoria a la Junta de Accionistas y conocidos los progresos realizados en los Estados Unidos (el salto de Colgate (California) transmite a una tensión de 40.000 voltios a una distancia de 280 kilómetros), se estima que «después de cubrir las necesidades de Valencia y algunas localidades de la provincia colindantes, hay la posibilidad de que, atravesando los 240 kilómetros que lo separan de la corte, pueda entregar a las puertas de Madrid 16.000 CV». Las obras iniciadas por el concesionario se reinician en 1902 con la construcción del canal «para evitar la caducidad de la concesión». En 1904 se llevaban invertidas 1.320.000 pesetas, pagadas al concesionario por compra de la concesión y de las obras realizadas por éste, y 98.478 pesetas por las obras realizadas mediante administración directa. En 1907, con ocasión de la constitución de HE (el 16 de mayo), se venden a esta sociedad, a cambio de acciones, las concesiones del salto de Molinar y las del Tajo. La responsabilidad de la construcción del salto de Molinar sigue en manos de la Ibérica. En 1907 se emprende la ejecución del salto de Molinar con toda celeridad. En 1908 terminan las obras hidráulicas del Molinar. En 1909 se termina la construcción de la central, la instalación de tres grupos de 7.200 CV (de los cinco previstos) y la línea de transporte a Valencia. Se espera terminar la línea de transporte a Madrid en el primer trimestre de 1910 y este mismo año se inicia la línea a Alcoy, Alicante y Cartagena.

Simultáneamente a la construcción del salto de Molinar, se realiza la del río Urdón en Treviso, Santander, de 8.000 CV. En 1904 se llevan invertidas 82.622 pesetas en la compra de la concesión y 20.853 pesetas por varios conceptos. En 1908, con ocasión del acuerdo con Electra de Viesgo para su explotación, se vende a dicha sociedad el salto del Urdón en condiciones similares a las acordadas con la Española, y por tanto la Ibérica se responsabiliza de la construcción del salto. En 1909 se realizan las obras hidráulicas

y se termina la central. A su vez se trabaja en las líneas de transporte. En mayo de 1912 se termina el salto de Urdón (se cobran 1.750.000 pesetas en acciones liberadas y 200.000 en efectivo).

En 1916 se decide construir el salto de Bárcena en el río Torina para su explotación conjunta con Viesgo. A la Ibérica le interesa especialmente porque le permitirá cubrir las deficiencias de sus instalaciones durante los estiajes. En 1918 terminan las obras del salto pero finalmente se decide que éste abastezca exclusivamente a Viesgo, tras el pago por distintos conceptos.

En 1916 se adquiere el salto de Lindoso en el río Lima de 40.000 CV para surtir las regiones industriales y urbanas (Oporto y Braga) del norte de Portugal. Las sociedades del grupo suscriben 7.000 acciones de las 8.000 de la sociedad Electra de Lima con sede en Oporto, que se crea para explotarlo. La Ibérica, a la que corresponde el 25%, se responsabiliza de la ejecución de las obras. Con el capital desembolsado en 1916, el 45% del nominal, se proyectan obras de aprovechamiento. En el mismo año se inician las obras hidráulicas. Tras varios retrasos en el aprovisionamiento de la maquinaria, debido al conflicto internacional, el salto se inaugura en 1921. En 1930 se pone en marcha el último grupo de 20.000 CV.

2.1.5 La provisión de infraestructura para surtir el mercado vasco en el período 1919-1943: la construcción de los saltos del Cinca y Cereceda

En 1919 se inició la construcción del salto del Cinca. La energía de dicho salto, con una capacidad de 150.000 CV en aguas medias, se conectó a las estaciones transformadoras de Larrasquitu con dos líneas de transporte de 280 kilómetros a 130.000 voltios. De dicha central partían cinco líneas de distribución a lo largo de la ría, de 30.000 voltios. En el año 1919, en el que se invirtieron 4.847.005 pesetas, se construyó la infraestructura necesaria para la realización de la obra, desde la construcción de las vías de acceso (30 kilómetros de carretera) a servicios de distinto tipo (fábricas de cemento, hospital, casa cuartel, etc.). En 1921, el año anterior a la inauguración y de máxima actividad constructora, se gastaron 30 millones de pesetas en obras, siendo las del Cinca el destino preferente. La central de Lafortunada se puso en servicio en 1922; la de Barrosa-Trigonero, en 1928; la de Urdiceto, en 1929. A fines de 1931 se terminó el salto del Cinqueta. En 1934 se dan por finalizadas las obras de construcción de embalses para mejorar la estacionalidad del salto del Cinqueta y dar cumplimiento a los acuerdos alcanzados este mismo año entre Saltos del Duero y el Grupo Hidroeléctrico respecto al reparto de la capacidad de producción.

En 1942, en período de negociaciones para la fusión con Saltos del Duero, y ante la escasez de recursos, se decide por mutuo acuerdo que la Ibérica amplíe sin límites sus elementos propios de producción. Después de considerar varios posibles nuevos proyec-

tos hidroeléctricos, todos ellos en condiciones económicas más gravosas que las de los aprovechamientos en explotación, se decide emprender la construcción del salto de Cereceda, de 18.000 kW de potencia teórica. Las obras de dicho salto se iniciaron en 1943.

2.1.6 La gestión en la provisión de infraestructuras

Por las decisiones tomadas sobre infraestructuras, sabemos que Urrutia tenía buena información sobre las innovaciones tecnológicas en los bienes de equipo. Por aquellos años, éstas se producían con una gran rapidez, y al igual que otros empresarios del sector participó en plantear nuevos retos a las compañías constructoras. Así, la energía transportada a Bilbao en febrero de 1904, corriente trifásica a 30.000 voltios, fue superior a los 20.000 voltios previstos en el proyecto fundacional de 1901, y representaba el límite máximo que podía alcanzarse en aquel momento: la Ibérica fue la primera empresa en Europa que se decidió a emplear en sus instalaciones un voltaje tan elevado.

En la provisión de infraestructuras, la Ibérica se benefició de la innovación tecnológica en varios frentes. Se observa el aumento progresivo de la capacidad y eficiencia del equipo de generación, especialmente por lo que se refiere a la central térmica de Burceña. A su vez, se consiguió mejorar sustancialmente la eficiencia del equipo de transformación y de la red de transporte. En este último se consiguió una importante reducción de las pérdidas al mejorar el sistema de aislamiento. Las consecuencias de la innovación se reflejaron tanto en la mejora de los rendimientos como en la reducción del coste a pagar por el equipo. En ocasiones, para beneficiarse de la innovación se actualizaron los proyectos, a veces a los pocos meses de su concreción, y en otras, cambiando partes del equipo cuando todavía no había entrado en uso. A tal efecto, la sociedad previó y creó los cauces para que funcionara un mercado de equipos en el que vendía aquellos que se habían quedado tecnológicamente obsoletos. La Ibérica también se aplicó a potenciar el consumo de electricidad y la diversificación del negocio. Así, facilitó el acceso a la compra de equipo eléctrico disponible en el mercado mundial a los clientes potenciales de la compañía y más adelante contribuyó a la creación de la Sociedad de Electrificación Industrial (1919). Dicha sociedad tuvo como objetivos el estudio y construcción de saltos de agua, la producción y el transporte de electricidad y la fabricación de maquinaria eléctrica. Para la adquisición de la maquinaria, la dirección de la Ibérica recurrió a concursos públicos, en los que participaron las principales empresas que surtían el mercado internacional. Formalmente la Ibérica cumplimentaba un cuestionario con detalles sobre los recursos de energía primaria disponibles y sobre los objetivos de producción, que se mandaba a las casas constructoras de material eléctrico e hidráulico. A continuación, éstas redactaban el estudio técnico y el pliego de condiciones técnicas de garantía y económicas a que se ajustaba el material que iban a proponer. Al menos respecto a la primera instalación encargada, antes de la adquisición del material, el director

gerente realizó un viaje a Alemania y Suiza para estudiar *in situ* el estado de fabricación de éste. Es de destacar también que, para dar simplicidad y eficacia a la gestión del equipo y el suministro, se hizo un esfuerzo por homogeneizar las características de la tecnología de las tres instalaciones destinadas a surtir el mercado vasco.

El mercado y, más concretamente, la capacidad de contratación de energía de la empresa determina el orden y el ritmo en que se llevan a cabo las construcciones. En este sentido, dado que antes de constituirse la sociedad se ha llegado a acuerdos con futuros consumidores en Bilbao y en menor medida en San Sebastián, desde el primer momento se decide construir los saltos de Quintana y Andoain. El de Fontecha se decide emprenderlo en febrero de 1903, un año antes de iniciarse el suministro con energía de Quintana. Una vez disponible el mercado, la construcción de las infraestructuras en una empresa intensiva en capital fijo debe hacerse lógicamente en el menor tiempo posible. Dadas las características de los saltos, HI prevé períodos de dos años y medio.

En términos de ejecución, observamos que el tiempo empleado en la ejecución de los proyectos es superior al esperado. En ningún caso se debe a cambios en las decisiones de la sociedad, ya sea por consideraciones de mercado o por carencia de recursos. Muy al contrario, por parte de ésta, se toman decisiones excepcionales y gravosas para acortar los términos. Un ejemplo de ello es el recurso al trabajo simultáneo en los distintos componentes de la infraestructura de los saltos, o el recurso a distintos responsables en la ejecución, administración propia y varias contratas externas. Los retrasos se producen por razones externas, por otro lado comprensibles si tenemos en cuenta el carácter de novedad y la complejidad de las instalaciones. Las causas de los retrasos son diversas. Así, el salto de Andoain, que según MCA de 1 de octubre de 1901 debía ser el primero en inaugurarse, sufre importantes retrasos debido, en parte, a que las obras de la represa y del canal de derivación las debe terminar el propietario que vende la concesión a la Ibérica y, en parte, al retraso, de hasta siete meses, en la entrega del material (tubos de chapa de acero) que debía suministrar la Sociedad Española de Construcciones Metálicas. El retraso de varios meses respecto al plazo previsto en la construcción del salto de Fontecha se atribuye a «la huelga de los obreros de las fábricas que construyen la maquinaria» por un lado y a «las dificultades que ciertos abonados de cierta importancia han tenido que vencer para poner sus talleres en condiciones de utilizar en el tiempo oportuno la energía contratada».

En general, la construcción de la línea de transporte sobre terrenos de terceros es el aspecto que resultó más imprevisible e «ingrato» según las noticias que nos da la sociedad. Así, sabemos que por problemas de definición legal y por la urgencia impuesta en la finalización de las obras, la Ibérica no se pudo beneficiar de la normativa sobre expropiación forzosa. Dicha circunstancia llevó a esfuerzos negociadores, aumento en el gasto destinado a dicha partida y retrasos en la construcción de las líneas. Finalmente, más allá de las causas apuntadas, se mencionan cuestiones climáticas y rectificaciones y ajus-

tes sobre la marcha en el equipo. El cambio en el destino de parte de la energía del salto de Leizarán, que inicialmente debía abastecer a industriales de las poblaciones de Beasain y Zumaya y que luego se reconduce hacia la ría del Nervión, obedece a la debilidad relativa de la demanda en Guipúzcoa, ya que las características de los recursos hidráulicos de esta provincia permiten el aprovechamiento a muy bajo coste de pequeños saltos de agua próximos a las instalaciones industriales.

Merece la pena constatar que cada nuevo salto emprendido se construye más rápidamente que los anteriores. No parece arriesgado adelantar que seguramente aumentó la capacidad de previsión y solución de incidencias a medida que se adquiría experiencia en la ejecución de las obras. También que, una vez se inaugura el suministro, fluyen ingresos por venta de energía y se avanza en su contratación. Por tanto, se puede y cobra sentido dedicar más recursos para reducir los términos de ejecución. Así, en el último de los saltos ejecutados, el de Fontecha, se llega a ocupar a 3.000 hombres para la construcción del canal de derivación.

2.1.7 Costes de infraestructura, explotación y amortización

La construcción de las infraestructuras para surtir el mercado vasco absorbió gran parte del capital social. En la MJGA de 16 de febrero de 1903 se hace la primera referencia a las partidas de la inversión realizada en el primer año de obras. En instalaciones se llevan gastadas 1.277.309 pesetas. El 31 de diciembre de 1905, contruidos los saltos y las líneas y subestaciones para abastecer Bilbao, San Sebastián y Vitoria, las inversiones en obras ascienden a 15,4 millones. Contando el desembolso por adquisición de concesiones, los saltos han costado 19,5 millones de pesetas, prácticamente el valor por el que se escrituró la sociedad (Uriarte, 1968).

Respecto a los costes y, al igual que respecto a los plazos de realización, se presentan incidencias que alteran las previsiones del proyecto fundacional. Algunas llevan a rebajar el coste estimado y otras a encarecerlo. La tabla 4 recoge la evolución de los costes totales y por partidas y distinguiendo entre previsiones y resultados, al objeto de facilitar el análisis de la gestión empresarial relativa al coste.

Como hemos observado, el valor de las instalaciones en 1918 no es directamente comparable al de las cantidades invertidas de los años 1901 y 1905, puesto que las cifras atribuidas a las distintas instalaciones para aquel año se han visto afectadas por la política de amortización de la empresa.

Finalmente, hay que hacer referencia al impacto relativo de distintos tipos de costes. El coste fijo por CV instalado se refiere al coste en *Infraestructura* del CV de capacidad a punto de distribuirse (producción, transporte, transformación y distribución). El coste variable, *Gastos de explotación*, incorpora el gasto en personal, administración, materiales y conservación y *Amortización* se refiere a las previsiones y decisiones sobre cobertura de la

TABLA 4 Evolución del valor estimado y coste de las distintas instalaciones de producción y transporte de energía (en pesetas)

| | PRESUPUESTADO 1901 | | INVERTIDO 1905 | | VALOR DE LAS INSTALACIONES EN 1918 |
|---------------------------|--------------------|--------|----------------|--------|---------------------------------------|
| | TOTAL | POR CV | TOTAL | POR CV | TOTAL |
| Quintana | 3.490.000 | 1.025 | 4.171.724 | 1.042 | 4.189.708 |
| Andoain | 4.417.000 | 1.170 | 3.758.830 | 939 | 4.441.136 |
| Fontecha | 5.360.000 | 800 | 7.509.811 | 938 | 8.245.483 |
| Mena | - | - | - | - | 2.278.079 |
| Burceña | - | - | - | - | 2.238.741 |
| Cortijo | - | - | - | - | 799.777 |
| Estaciones transformación | 845.000 | - | 766.517 | - | 862.720 |
| Total | 14.112.000 | - | 16.206.882 | - | 23.781.890 |
| Líneas distribución | - | - | 557.925 | - | 1.331.885 |
| Total | - | - | 16.764.807 | - | 25.113.775 |

Fuente: MJGA, 28 de abril de 1906 y 1 de abril de 1919.

TABLA 5 Evolución de los costes de las obras por distintos conceptos (en porcentajes)

| | INSTALACIÓN HIDRAULICA | MAQUINARIA | TRANSPORTE |
|------------------|------------------------|------------|------------|
| Según proyecto | 35 | 25 | 40 |
| Según gasto 1906 | 65 ¹ | 20 | 15 |
| Según gasto 1918 | 62 ¹ | 23 | 15 |

Fuente: Extracto de la Memoria presentada al Consejo de Administración el 1 de octubre de 1901, Urrutia 1907 y MJGA de 1 de abril de 1919.

¹ Se incluyen los gastos en los edificios que acogen la central de generación y su servicio.

obsolescencia del equipo. Naturalmente, la partida contable amortización varía año a año según los resultados del ejercicio, al ajustarse a consideraciones tecnológicas y de gestión. La sociedad dedica recursos a la amortización de bienes de equipo desde 1906.

Como puede observarse, no se cumplieron estrictamente las previsiones sobre costes de ejecución de los proyectos. Las primeras incidencias que llevaron a la alteración de los costes presupuestados se producen al principio del proceso de ejecución y tienen que ver con la reducción de los costes del equipo presupuestado y/o a los ahorros que se obtienen por mejora en los rendimientos de los bienes de equipo y algunos

TABLA 6 Previsión y gasto en distintos tipos de costes (en pesetas por CV instalado)

| | INFRAESTRUCTURA | GASTOS DE EXPLOTACIÓN | AMORTIZACIÓN |
|----------------|--------------------|-----------------------|-------------------|
| Previsión 1901 | 922 | 34 | 3,1% |
| Previsión 1906 | 965 | 96,5 | — |
| Gastos 1906 | 965 | 32,6 ¹ | 1,3% ² |
| Gastos 1918 | 1.130 ³ | — | — |

Fuente: MJGA de 1901 y 1907, Urrutia (1907) y Uriarte (1968).

1 Se refiere a gastos de explotación dados en MJGA de 30 de abril de 1907 una vez deducida la reparación de dos fallos en el canal de derivación de Quintana y Andoain, ocurridos en 1905.

2 Se refiere a la amortización efectivamente realizada en porcentaje sobre valor del primer establecimiento (Uriarte, 1968).

3 Esta cifra viene dada en pts/kW.

de los materiales empleados. Así en la MJGA de 24 de marzo de 1902 se constata, por lo que respecta a la instalación más cara de la sociedad, el salto de Quintana, un ahorro de 1.254.540 pesetas en el coste de los bienes de equipo (un 36% en las turbinas, un 35% en la instalación eléctrica de la central, un 74% en el material —cobre— de las líneas de transporte, un 41% en los aisladores y un 32% en los transformadores). Dicha rebaja, originada conjuntamente en la mejora de la eficiencia y la reducción del precio, representa aproximadamente un 26% del coste total presupuestado de 4.677.750 pesetas. En dicha memoria se argumenta que la industria de la construcción de maquinaria eléctrica se encuentra en «un período de crisis desconocido hasta el día; por cuyo motivo las fábricas están en la situación de pensar más bien en asegurar su existencia que en realizar pingües ganancias». El otro aspecto positivo señalado, la mejora en el rendimiento de los distintos componentes del equipo utilizado, permitirá aprovechar un 67% de la fuerza teórica del salto frente a un 57% previsto en el proyecto inicial. Por todo ello se concluye que se podrá contar con 3.570 CV de energía a un coste unitario de 960 pesetas el CV. Por otro lado, el aumento de los costes respecto al proyecto inicial se produce en la ejecución de la obra hidráulica (se dan retrasos, debidos a huelgas e incumplimiento de los plazos de entrega que encarecen las obras) y en el tendido de la línea de transporte. Respecto a los tendidos, en repetidas ocasiones se alude a dificultades imprevistas.

2.1.8 La financiación

El capital social al constituirse la sociedad era de 20 millones de pesetas escriturado en 40.000 acciones de 500 pesetas cada una. Parte de éste, en forma de acciones liberadas (6.278 acciones), se destinó al pago de la parte de las concesiones adquiridas que no se

hizo en metálico (el gasto total en concesiones es de 6.180.020 pesetas, en 1902). La primera ampliación de capital se produjo en 1920, el segundo año de construcción de los saltos del Pirineo. En aquella ocasión el capital en acciones se amplió de 20 a 60 millones, y en la segunda y por el mismo concepto, de 60 a 100 millones en 1929. En el siguiente decenio, cuando se inicia la política de asegurar el control de los mercados sobre la base de controlar o de absorber distintas distribuidoras que tradicionalmente le compraban energía a la Ibérica, el capital sigue aumentando: es de 126 millones en 1933, 175 millones en 1935 y 250 millones en 1941, cantidad que se mantiene cuando se produce la fusión con Saltos del Duero en 1944. Las razones aludidas para justificar las ampliaciones de capital en la década de 1940 son: «realizar un amplio programa de nuevas obras, en su mayor parte complementarias de las ya ejecutadas en el Pirineo Aragonés; costear las reparaciones de las averías sufridas por los Saltos del Cinca y Cinqueta durante la guerra y cancelar una parte de la actual deuda flotante de la Sociedad».

En un principio la colocación de acciones se realiza sin recurrir a la bolsa. En el primer balance, correspondiente al ejercicio cerrado el 20 de marzo de 1902, hay 27.955 acciones suscritas y 5.767 acciones en cartera. El número de accionistas este año es de 346. En la tabla 7, respecto a la primera emisión, se observa un cierto nivel de concentración. En la tabla 8 figuran los principales accionistas, de 500 o más acciones. Como se puede observar, seis accionistas (el 1,7%) detentan 4.412 acciones, un 11% del capital social (MJGA, 16 de febrero de 1903).

Sobre las incidencias, por lo que respecta al capital social, cabe destacar que, al poco tiempo de constituirse la sociedad, ésta tiene problemas en el cobro de dividendos pasivos de algunos accionistas (MJGA, 29 de septiembre de 1902). En 1903 se anulan los resguardos de las acciones cuyos dividendos pasivos no han sido satisfechos. En este año quedan en cartera 11.799 acciones (5.119 como acciones liberadas por pago de concesiones y 4.303 de morosos) de las 40.000 emitidas y se decide tomar acciones para que las acciones de morosos sean admitidas a cotización en la Bolsa de Bilbao.

La estrategia seguida, con éxito, en las ampliaciones de capital que se producen a partir de la de 1920 consiste en ofrecerlas a los suscriptores de la compañía. En MJGA de 15 de julio de 1929, se informa de la puesta en circulación de 40.000 acciones, de la emisión acordada en 1928, y se dice: «De cuales fueron las condiciones de la operación tenéis acabado conocimiento, y dadas las ventajas que al suscriptor se le ofrecían, no es de extrañar su resultado lisonjero». Al año siguiente se decide subdividir 4.000 acciones de 500 pesetas en 80.000 de 25 pesetas que se ponen en circulación ofreciéndolas con carácter preferente a los poseedores de acciones ordinarias (MJGA, 2 de marzo de 1931). Respecto a la puesta en circulación de 39.930 acciones ordinarias de las aprobadas en julio de 1935 se dice: «fueron ofrecidas a los antiguos Accionistas, suscribiéndolas éstos con arreglo a las condiciones que todos conocéis» (MJGA, 5 de abril de 1940). Al año siguiente

TABLA 7 Primera emisión de acciones (1902)

| | |
|---|-----|
| N.º de accionistas de más de 1.000 acciones | 2 |
| N.º de accionistas de 500 a 1.000 acciones | 4 |
| N.º de accionistas de 200 a 500 acciones | 21 |
| N.º de accionistas de 100 a 200 acciones | 37 |
| N.º de accionistas de 50 a 100 acciones | 59 |
| N.º de accionistas de 20 a 50 acciones | 131 |
| N.º de accionistas de menos de 20 acciones | 92 |

Fuente Uriarte (1968).

TABLA 8 Principales accionistas

| | ACCIONES |
|------------------------------------|----------|
| José de Echevarría y Rotaeché | 1.344 |
| Javier Peña y Goñi | 1.000 |
| Sr. marqués de Villarreal de Álava | 500 |
| Sr. marqués de la Alameda | 500 |
| Carlos Gil Delgado | 505 |
| J. Martínez y Martínez de Pinillos | 563 |

se puso en circulación otro paquete de 21.304 acciones ordinarias «que fueron ofrecidas, al tipo de 510 pesetas título, a los accionistas de la Sociedad, en la proporción de una acción nueva por cada quince antiguas. La suscripción tuvo una muy favorable acogida; y el capital que esta operación ha proporcionado a la Sociedad tiene hoy su expresión en el Balance y ha servido, principalmente, para aumentar la Cartera de Valores». Respecto a la última ampliación de capital de 20.492 acciones ordinarias, en la MJGA de 14 de abril de 1943 se dice que «Coincidiendo con el reparto de dividendos [29,41 pesetas por acción], fueron ofrecidas a los accionistas de la Sociedad, en la proporción de una acción nueva por cada diecisiete antiguas. De esta forma, la ampliación de capital se ha hecho con beneficios sociales, ya que el desembolso de las nuevas acciones lo han efectuado los suscriptores mediante la entrega de los cupones que les daban derecho a percibir el dividendo con cargo a las utilidades de 1942». Finalmente, en el año 1943, y con objeto de atender la financiación de obras de ampliación de capacidad y mejora de la infraestructura de

transporte y distribución, se decide poner en circulación 122.947 acciones ordinarias. Éstas «fueron ofrecidas a los Accionistas de la Sociedad en la proporción de una acción nueva por cada tres antiguas, cerrándose la suscripción con éxito completo. Estas acciones disfrutarán hasta 1º de enero de 1946 de un dividendo del 5% anual sobre las cantidades que se vayan desembolsando a cuenta de las mismas» (MJGA, 15 de abril de 1943).

El recurso a la emisión de obligaciones se ejerció en 6 ocasiones, siendo la primera en 1906 y la última en 1925. Para poder hacer frente al pago de las obras y equipos, miembros del Consejo de Administración aportan su crédito personal para conseguir un préstamo de 2 millones de pesetas de la sucursal del Banco de España en Bilbao. En 1905 se decide cancelar dicho préstamo y abrir un crédito con el Banco de Vizcaya de 3,5 millones de pesetas. En 1906 se cancela el crédito del Banco de Vizcaya con la emisión de obligaciones por un total de 7 millones, de los que se ponen 5 en circulación. Esta emisión, a su vez, se hace imprescindible, dado el retraso en el proceso iniciado para cotizar en bolsa las acciones que quedan en cartera.

Con objeto de financiar las obras del salto del Cortijo, en el río Ebro, y la iniciación de las obras del Cinca en el Pirineo, las obligaciones se amplían en 1915 con la segunda serie de 5 millones de pesetas y en 1918 con la tercera serie de 15 millones. Dicha emisión, que vino a enjuagar un préstamo de 5 millones realizado por Tomás de Urquijo, se ofreció al 5% de interés y 50 años de amortización, y la realizó el Banco de Vizcaya. En 1921, 1923 y 1925 se emiten las series 4ª, 5ª y 6ª, de 20, 12 y 20 millones de pesetas respectivamente. Todas ellas se emiten al 6% de interés, que se reduce al 5% en 1928. Después de 1925, el año de máximo endeudamiento — 75 millones —, no habrá nuevas emisiones y se tiende a amortizarlas. En 1944, cuando se produce la fusión con Saltos del Duero, el endeudamiento se ha reducido hasta alcanzar la cifra de 62 millones.

La tabla 9 transcribe, en años seleccionados, la evolución de las magnitudes financieras en distintos conceptos. Respecto a las acciones en cartera, por la creación de Hidroeléctrica Española en 1907 le correspondió a la Ibérica una participación del 44% del capital de aquella (10.316 acciones de 500 pesetas). Esta cantidad está relacionada, en gran parte con el pago por las concesiones de distintos saltos y las obras del salto de Molinar. Asimismo recibió 516 acciones de Electra Valenciana, la filial de aquella. A la entrega del salto de Urdón a Electra de Viesgo, en una operación parecida a la realizada con Hidroeléctrica Española, la Ibérica recibe 3.100 acciones de Viesgo. En 1916 se adquieren 7.000 acciones (de las 8.000 del capital total) de la Sociedad Electra de Lima que luego se distribuyen entre las sociedades del grupo correspondiendo a la Ibérica un 25% de dichas acciones.

En 1918, para contribuir a los gastos extraordinarios que se avecinan con la construcción de los saltos del Pirineo, la Ibérica vende 2.000 acciones de Electra de Viesgo. Las acciones de la Española y el resto de las de Viesgo, por la razón aludida, se vendieron en 1925.

TABLA 9 Magnitudes financieras (en miles de pesetas)

| AÑOS | ACCIONES | OBLIGACIONES | EXIGIBLE | VALORES EN CARTERA |
|------|----------|--------------|----------|--------------------|
| 1901 | 4.536 | - | - | - |
| 1902 | 6.298 | - | 2.442 | - |
| 1903 | 8.167 | - | 2.706 | - |
| 1904 | 13.702 | - | 3.058 | - |
| 1905 | 14.647 | - | 4.748 | - |
| 1906 | 14.842 | 5.000 | 8.245 | - |
| 1907 | 14.842 | 4.965 | 10.152 | 4.404 |
| 1908 | 19.338 | 6.368 | 21.579 | 12.400 |
| 1909 | 19.338 | 6.368 | 21.148 | 14.859 |
| 1910 | 19.338 | 6.854 | 14.376 | 6.842 |
| 1911 | 20.000 | 6.813 | 15.177 | 7.913 |
| 1912 | 20.000 | 6.770 | 15.682 | 9.463 |
| 1913 | 20.000 | 6.725 | 15.504 | 9.528 |
| 1914 | 20.000 | 6.675 | 14.891 | 9.528 |
| 1915 | 20.160 | 10.194 | 17.302 | 9.215 |
| 1916 | 20.000 | 10.117 | 14.440 | 9.742 |
| 1917 | 28.160 | 10.137 | 14.963 | 9.616 |
| 1918 | 20.000 | 24.947 | 32.654 | 9.010 |
| 1919 | 20.000 | 24.782 | 26.610 | 10.183 |
| 1920 | 30.000 | 24.612 | 39.116 | 10.341 |
| 1921 | 40.000 | 44.436 | 80.176 | 19.304 |
| 1922 | 48.250 | 44.246 | 86.791 | 19.930 |
| 1923 | 50.000 | 56.048 | 91.473 | 20.000 |
| 1924 | 50.000 | 55.757 | 93.211 | 20.228 |
| 1925 | 50.000 | 75.446 | 78.717 | 6.185 |
| 1926 | 50.000 | 75.071 | 76.360 | 4.182 |
| 1927 | 50.000 | 74.671 | 77.442 | 4.182 |
| 1928 | 62.000 | 74.164 | 77.816 | 3.317 |
| 1929 | 80.000 | 73.637 | 74.878 | 2.838 |
| 1930 | 83.118 | 73.079 | 77.045 | 4.730 |
| 1931 | 83.544 | 72.493 | 73.754 | 8.646 |
| 1932 | 83.544 | 71.872 | 74.047 | 8.210 |
| 1933 | 125.492 | 71.223 | 79.271 | 12.944 |
| 1934 | 126.000 | 70.537 | 80.524 | 12.983 |
| 1935 | 141.756 | 69.818 | 71.789 | 18.335 |
| 1936 | 141.756 | 69.051 | 78.734 | 20.382 |
| 1937 | 141.756 | 68.244 | 81.361 | 20.382 |
| 1938 | 141.756 | 67.393 | 79.855 | 20.918 |
| 1939 | 161.721 | 66.498 | 81.380 | 24.180 |
| 1940 | 172.434 | 65.548 | 80.025 | 40.063 |
| 1941 | 176.125 | 64.550 | 75.096 | 49.237 |
| 1942 | 176.125 | 63.500 | 52.736 | - |
| 1943 | 247.894 | 62.389 | 72.021 | 55.217 |

Fuente: Memorias de la Sociedad.

TABLA 10 Aportación de Hidroeléctrica Ibérica en la fusión con Saltos del Duero

| | ACCIONES |
|-------------------------------------|----------|
| Electra de Lima | 39.825 |
| Eléctricas Reunidas de Zaragoza | 30.720 |
| Distribuidora Eléctrica Guipuzcoana | 13.834 |
| Eléctrica Irurak Bat | 7.235 |
| Eléctrica de Bilbao | 39.002 |
| Electra Agüera | 6.814 |
| Electra Vasco-Alavesa | 3.784 |

En 1930, con objeto de asegurar el control de los mercados, se decide la compra de paquetes de acciones de distintas suministradoras — Electra Agüera (Castro Urdiales y zona minera), Irurak Bat (Bermeo y Guernica) y la suministradora de Electra de Lima—. En menor medida se adquieren también acciones del Banco de Crédito Industrial y SICE. En 1932 absorbe Unión Eléctrica Vizcaína, la suministradora que había contribuido a crear, y que queda formalmente disuelta en 1933. En 1935 se realiza una operación parecida con la Distribuidora Eléctrica Guipuzcoana. A partir de 1940, para dar cumplimiento a los acuerdos alcanzados entre el Grupo Hidroeléctrico y Saltos del Duero respecto a zonas de influencia, la Ibérica compra la totalidad o parte de las acciones de Eléctricas Reunidas de Zaragoza (1940), Electra de Bilbao (1941), Eléctrica de San Sebastián (1941), Industrial Menesa (1942) y la Electra Vasco Alavesa (1943). La tabla 10 muestra la principal aportación de la Ibérica a la cartera de valores eléctricos en la fusión con Saltos del Duero.

2.2 LA COMERCIALIZACIÓN DE LA ELECTRICIDAD

La estrategia desarrollada por la Ibérica en la comercialización muestra grandes semejanzas con la que sabemos utilizaban empresas que lideraron el desarrollo del sector eléctrico de otros países a principios de siglo y, a su vez, se ajusta a los dictados sobre buena práctica empresarial contenidos en la teoría de la organización industrial¹⁴. Para un sector como el eléctrico, con importantes costes fijos, incapacidad de almacenar el producto y con características de monopolio natural en el transporte y suministro de energía, resulta vital disponer de áreas de mercado amplias, con una demanda diversificada, y relativamente libres de competencia.

Existen varias formas de controlar el mercado. Una de ellas consiste en imponer límites a la entrada de posibles competidores. Para ello resulta especialmente útil poder

controlar algún factor de producción que sea escaso. En el caso español, en el que los recursos más rentables son los saltos de agua, esta estrategia es más factible que en otros países donde la rentabilidad se inclina por la energía del vapor. Además, la Ibérica partía con ventaja al ser la primera gran empresa en introducir la tecnología para el aprovechamiento a gran escala de la energía hidráulica. De hecho, antes de la constitución formal de la sociedad, la Ibérica negocia las concesiones de saltos de agua más adecuados para surtir los mercados más importantes por una capacidad de producción que, al menos en proyecto, parece superior a lo que era presumible explotar a medio plazo. Además, la Ibérica tiene la habilidad de obtener dichas concesiones en un momento en que todavía no son muy buscadas. O bien las obtiene directamente del Estado, o las adquiere a concesionarios previos a precios más bien moderados. La fiebre de las concesiones de saltos de agua de gran capacidad para producir electricidad se inicia años más tarde, cuando se realizan importantes desarrollos en la tecnología de transporte de electricidad a grandes distancias¹⁵. Un ejemplo de la estrategia de la sociedad lo observamos en la adquisición de los últimos saltos del proyecto fundacional: los del Tajo, al año de constituirse la sociedad. Éstos se obtienen de concesionarios previos y según observa Urrutia (MJGA de 1902) el resultado de la negociación fue muy favorable a la empresa, una vez quedó claro que la Ibérica, con capacidad financiera y voluntad de convertirse en el gran suministrador de Madrid, era, de hecho, el único postor. La decisión de 1917 de iniciar la explotación de los saltos del Cinca en el Pirineo para dar continuidad al suministro del País Vasco fue una decisión audaz, porque significaba multiplicar por mucho la capacidad de los saltos del proyecto fundacional pero, a su vez, permitió reducir el coste medio del kilovatio instalado. El mercado vasco se mostró perfectamente capaz de absorber el incremento de oferta, y sobre todo aumentó los recursos de la Ibérica para enfrentarse a la competencia de los aprovechamientos del Duero, tanto en el momento de negociar acuerdos de colaboración (1930, 1934 y 1942) como de fusión (1944).

Otra forma de disponer de poder de mercado consiste en desplazar a las empresas establecidas en el País Vasco¹⁶. La Ibérica lo consigue adquiriendo concesiones de saltos a eléctricas ya constituidas (Saltos del Cadagua, de la Electra, en 1908), creando filiales que engloben a distribuidoras y/o productoras ya establecidas en el mercado (Eléctrica de Vitoria, 1905 y Unión Eléctrica Vizcaína, 1908), controlando empresas existentes en base a la adquisición de importantes paquetes de acciones (Electra Agëra y Irurak Bat en 1930, Electra de Lima 1930, Electricas Reunidas de Zaragoza 1940 y Eléctrica de San Sebastián 1941) o directamente absorbiéndolas (Unión Eléctrica Vizcaína en 1932, Distribuidora Eléctrica Guipuzcoana en 1935, Eléctrica de Bilbao en 1941, Industrial Menesa en 1942 y Electra Vasco Alavesa en 1943). Un ejemplo de dicha estrategia la tenemos en las medidas tomadas en 1908. Cuando la sociedad Electra decide poner en explotación los saltos de Mena en el río Cadagua para el abastecimiento de la zona minera de la ría, la Ibérica decide

promocionar la creación de Unión Eléctrica Vizcaina (UEV). Dicha sociedad, de la que la Ibérica se reserva el 50% de las acciones y ocupa posiciones importantes en el Consejo de Administración, se creó por fusión de las cinco compañías de suministro locales más importantes, entre las cuales figura la Electra. En la MJGA de 29 de abril de 1909 se alude a la lógica de dicha operación cuando se habla de «la constitución de UEV, en la cual, como sabéis, intervino muy directamente nuestra sociedad, determinando la inteligencia de otras que, distanciadas por la natural competencia, veían su negocio en peligro; y hoy nos cabe la satisfacción de haber contribuido á asegurar una mejora en el servicio público garantizando precios económicos de la energía eléctrica, y al mismo tiempo la de haber consolidado el negocio de las antiguas Sociedades, que estaban expuestas á aventuras y riesgos que amenazaban la prosperidad de su porvenir».

Cuando surge un verdadero competidor, Saltos del Duero, la estrategia de la Ibérica por mantener el control del mercado se desarrolla en varias etapas. Recordemos que la amenaza de competencia se inicia en 1903 con la instrumentación del Convenio Internacional Hispano-Portugués para intentar dar viabilidad a la explotación de los saltos del Duero en el tramo fronterizo entre ambos países; pero dificultades de tipo político, legal, administrativo y financiero retrasaron la ejecución del aprovechamiento durante largos años. Las obras, a cargo de la sociedad Saltos del Duero creada en 1925, con un capital de 160 millones de pesetas con el proyecto de instalar una potencia de 574.000 kW (aproximadamente 10 veces superior a la que dispone la Ibérica en dicho año), se iniciaron en 1929 y el suministro se inauguró en 1935. Dada la capacidad de producción de sus recursos, el mercado al que se orienta Saltos del Duero lo forman Galicia, Asturias, Santander, el País Vasco, Navarra, León, Cáceres y las dos Castillas. Éste abarca un 40% de la población y un tercio del consumo nacional. Los datos sobre consumo, kilovatio por habitante y año de 1933, muestran que el mercado preferente al que dirigir los recursos era el País Vasco. Este mercado sería al que se dirigieran las primeras líneas de transporte de Saltos del Duero¹⁷.

Un principio económico básico en el suministro eléctrico es el de evitar los costes de duplicar los gastos en infraestructura. Por eso cuando se concreta el proyecto de aprovechar la energía del Duero se plantea llegar a acuerdos, a ser posible, claros, concretos y *realistas*, entre las partes interesadas. La primera iniciativa fue un pacto de solidaridad y ayuda mutua entre las empresas establecidas frente a la empresa que pretendía introducirse en los mercados que aquellas abastecían en condiciones de monopolio local. Me refiero al pacto de 1930 entre las sociedades del Grupo Hidroeléctrico¹⁸. Respecto a dicho pacto se dice en MJGA de 2 de marzo de 1931: «Las Sociedades que integran este grupo y cuyas inversiones totales sobrepasan la cifra de seiscientos millones de pesetas, han llegado a un acuerdo sobre bases equitativas y ampliamente eficaces para otorgar auxilios a las Empresas que tengan que mantener competencia, afianzándose de ese modo los vínculos que siempre dieron cohesión al

grupo y fortaleciéndose notablemente la situación económica, presente y futura, de todas las Sociedades agrupadas». Paralelamente a la firma del pacto, al menos por lo que respecta a la Ibérica, se toman las medidas adecuadas para aumentar el control del mercado que surten. Estas medidas consistieron en la compra de importantes paquetes de acciones de las pequeñas empresas suministradoras que, comprando la energía a aquella, abastecían parte de sus mercados.

La siguiente iniciativa, en vísperas de iniciarse el suministro de Saltos del Duero, fue el convenio de 1934 entre esta empresa y el Grupo Hidroeléctrico. De acuerdo con Uriarte (1968), «En él se reconocía a Saltos del Duero el papel preponderante de productor de energía eléctrica y a las demás sociedades el papel de distribuidoras en sus zonas de influencia, que se señalan en dicho Convenio»¹⁹. Para delimitar las funciones de las partes, «se fijan también unos cupos de energía anuales a tomar las distribuidoras de la productora. Después de la absorción de estos cupos por los mercados correspondientes, participaría Saltos del Duero en los aumentos de los mercados compartidos en el 50% y en el total en los mercados de Hidroeléctrica Ibérica y Electra de Viesgo, después del agotamiento de sus disponibilidades». En el período de vigencia del acuerdo se produjeron una serie de incidentes, algunos debidos a circunstancias externas, básicamente al comportamiento de la demanda, a la baja durante la República y al alza por la carestía de carbón durante la Autarquía y otros referidos al desarrollo de los acuerdos tomados. Estos últimos estuvieron básicamente relacionados con la decisión de Saltos del Duero de participar activamente en la distribución de energía en el mercado compartido con la Ibérica. Resultado de dichas incidencias fue el acuerdo al que llegaron Saltos del Duero e Hidroeléctrica Ibérica el 31 de diciembre de 1942 y con fecha de vigencia prevista de 1 de enero de 1958. Según dicho acuerdo y ante el extraordinario crecimiento de la demanda, las partes gozaban de «igualdad absoluta de condiciones para producir la energía con sus medios actuales, construir o utilizar otros distintos, o adquirirla de terceras empresas». Simultáneamente, a partir del 1 de enero de 1943, Saltos del Duero adquiriría derecho a distribuir, utilizando la infraestructura de la Ibérica primero, y disponiendo de líneas propias después. La participación en la distribución de Saltos del Duero dejaba la puerta abierta a la competencia. A este respecto en el convenio, cuando se habla de los objetivos a alcanzar en el reparto de clientes, se dice en la cláusula 8ª apartado (d): «igualdad en las condiciones técnicas y económicas de los suministros de una y otra empresa para dichos abonados, a ser posible, igualdad de precio medio de venta, siempre que exista la primera». Al poco tiempo y según acuerdo de las Juntas extraordinarias que ambas compañías celebraron el 16 de septiembre de 1944 se acuerda la fusión, no prevista en el acuerdo de diciembre de 1942, a través del canje de acciones 1 por 1 entre ambas sociedades y con ella la creación de Iberduero.

Una última forma de controlar el mercado consiste en poder mantener precios competitivos respecto a otras empresas suministradoras presentes en el mercado o potenciales entrantes, así como respecto a otras opciones energéticas. Sabemos, por la información contenida en las memorias de los primeros años, que las instalaciones de la Ibérica pueden obtener el CV a la mitad de coste del que operan los motores a gas más eficientes de la época. Además, la política de precios que aplicó la Ibérica en sus mercados, la misma que se utilizaba en algunos países en las primeras décadas de la industria eléctrica, resultó ser sumamente eficaz para eliminar la competencia de otros productores de energía alternativa a la electricidad comercial (Antolín, 1989). Dicha política de precios, conocida como «sistema de tarifas ajustado a la demanda», consistía en ofrecer a cada posible abonado un precio por la electricidad comercial ligeramente inferior al coste al que aquel podía obtener la energía por medios alternativos (Newfeld, 1987). Con ello se consiguen dos objetivos: hacerse con un nuevo cliente y obtener la máxima remuneración de este. Un ejemplo de esta estrategia la tenemos en la negociación con el Ayuntamiento de Bilbao para el suministro de energía que les permita bombear el agua del Nervión para alimentar el suministro domiciliario de agua no potable. En dicha negociación, que duró varios años, el precio al que el Ayuntamiento estaba dispuesto a aceptar el suministro de energía de la Ibérica era muy bajo. Creyendo saber que el coste de operar equipos propios para producir la energía en liza era muy superior al precio que ofrecía el Ayuntamiento, la dirección de la Ibérica se mantuvo incrédula e inflexible, hasta que descubrió que, en términos de combustible, el proyecto del Ayuntamiento consistía en sustituir el carbón por residuos urbanos.

2.2.1 Tarifas, precios y colocación de energía

Dadas las posibilidades abiertas por la ley, la política de contratos y precios aplicada por la Ibérica fue extraordinariamente flexible. En materia de precios, la normativa preveía la necesidad de que, para ciertos servicios, los considerados imprescindibles, la eléctrica estableciera e hiciera público un sistema de tarifas, que éstas fueran aprobadas por la autoridad competente, y que no pudieran modificarse sin previa autorización. Dicha regulación permitía que las eléctricas actuaran con un amplio margen de maniobra a la hora de establecer el precio a pagar por cada cliente. Así, las tarifas vigentes en un área de mercado eran las propuestas por la eléctrica que obtenía la concesión de suministro. Y esta misma era la que, por mutuo acuerdo con el consumidor, decidía qué tarifa, entre las varias posibles, pagaba cada cliente. Finalmente, como manifiestan públicamente los representantes de las eléctricas españolas, las tarifas aprobadas funcionaban de hecho como precios máximos, y se aplicaban exclusivamente a los servicios considerados «indispensables», dejando el resto de servicios al libre convenio entre el productor y el consumidor²⁰. Es fácil demostrar que la normativa española sobre tarifas no consiguió defender los inte-

reses de los consumidores frente al poder de las eléctricas que actuaban como monopolios, si por eso entendemos el pago de un precio ajustado al coste de producción, puesto que aquéllas actúan en la mayoría de los casos en condiciones de monopolio no regulado y, como es bien sabido, el monopolio implica un nivel de producción menor a un precio mayor que si la producción se realizara en condiciones de competencia. Además, en un contexto de costes de producción decrecientes, la invitación implícita en la normativa estatal a mantener las tarifas inalteradas beneficia al productor a costa del consumidor²¹.

Así, el sistema de tarifas propuesto en los primeros años resulta ser sólo indicativo, en la práctica. Con los clientes más importantes, los contratos se negocian individualmente. Un ejemplo de la flexibilidad con que actúa la Ibérica lo tenemos en las relaciones contractuales con el gigante industrial Altos Hornos de Vizcaya (AHV). Su relación comercial se inicia el año 1923 con un contrato por el que AHV, que se autoabastecía con la electricidad que produce en sus instalaciones hidráulicas y térmicas, se compromete a consumir los excedentes de producción de la Ibérica a precios muy bajos y a suministrar energía térmica a la Ibérica cuando ésta necesite complementar su capacidad de producción. Finalmente, en 1929 se formaliza un contrato de suministro regular por el que AHV adquiere a la Ibérica aproximadamente la mitad de la energía que consume en los años subsiguientes. De manera más general, la flexibilidad en los términos de los contratos con grandes abonados se observa cuando, por ejemplo, se dan circunstancias que alteran los costes de producción (sequías, subida del precio del carbón), como ocurre en los años de la Primera Guerra Mundial. Ante dichas circunstancias, se procede, tras acuerdo con los abonados, a la revisión al alza de las tarifas.

Las tarifas, a tanto alzado, aplicadas a los primeros abonados y que se sepa las únicas que hizo públicas la Ibérica, figuran en la tabla 11.

Dichas tarifas, acomodadas a las distintas modalidades de servicio, reproducen los dos criterios básicos que se fija la sociedad para determinar el precio a pagar por los abonados: el coste de producción y suministro en el que incurre la empresa y la disponibilidad a pagar por cada tipo de consumidor. Estos son los precios oficiales pero, como se indica en las memorias, por lo que se refiere a los grandes abonados los precios se negocian individualmente. Dicho sistema es óptimo, por cuanto cada gran abonado tiene unas exigencias de suministro específicas y unas oportunidades de autoabastecerse distintas. Por otro lado, en el ejercicio de la iniciativa empresarial para la colocación de energía, se toman decisiones sobre estrategia comercial (política contractual y precios), respecto a la ubicación de las áreas y de segmentos de mercado dentro de éstas, y acerca de la gestión de la oferta.

Para comprender las líneas básicas que orientan la colocación de energía se deben tener en cuenta, en primer lugar, las restricciones que imponen las características técnicas y económicas de la industria de producción y distribución de electricidad. Dadas las

TABLA 11 Tarifas de suministro de energía eléctrica

| | |
|---|----------------|
| a) Servicio de 24 horas diarias y todo el año, abonados a menos de 25 kilómetros de las centrales | 250 pts CV año |
| a') Servicio de 24 horas diarias y todo el año en Bilbao | 300 pts CV año |
| b) Servicio de 12 horas diarias elegidas por el cliente | 200 pts CV año |
| b') Servicio de 12 horas diarias para el servicio de alumbrado | 200 pts CV año |
| b'') Servicio de 12 horas diarias elegidas por Hidroeléctrica | 150 pts CV año |
| c) Servicio de 12 horas diarias elegidas por el cliente (motores menores de 100 CV) | 250 pts CV año |
| c') Servicio de 12 horas diarias elegidas por Hidroeléctrica para id.id | 200 pts CV año |
| d) Servicio de 18 horas diarias elegidas por el cliente | 250 pts CV año |
| d') Servicio de 18 horas diarias elegidas por la Hidroeléctrica | 200 pts CV año |
| e) Servicio de 6 horas diarias elegidas por el cliente | 150 pts CV año |
| f) Servicio de 24 horas diarias y 9 meses. Precio caballo y mes | 17 pts CV mes |

Fuente MJGA de 28 de febrero de 1905.

economías de escala en la producción, la inversión en infraestructura y la capacidad de oferta de la sociedad son, por naturaleza, altamente discontinuas en el tiempo. Dicha discontinuidad es más extrema cuando los recursos de producción son hidráulicos²². Otra restricción, de tipo tecnológico viene impuesta por el hecho de que la electricidad no es almacenable. Esta circunstancia es especialmente crítica, dado que la demanda de la mayoría de usuarios es discontinua a lo largo del día mientras que la producción óptima es uniforme a lo largo del día y sufre de estacionalidad.

Ante dichas restricciones, la mejor arma para agotar la capacidad de oferta en cada momento y obtener el máximo rendimiento de cada cliente, consistió en tener un amplio mercado para seleccionar los clientes más convenientes en términos de remuneración y distribución horaria de los consumos y amplia flexibilidad en la negociación de los contratos de suministro. En este sentido son de destacar los esfuerzos de los miembros del Consejo de Administración, y en especial de su director gerente, por negociar de manera individualizada los contratos de suministro de energía con los grandes consumidores más allá del sistema de tarifas. El sistema de tarifas, cuya primera versión se muestra en la tabla 11, llegó a ajustarse en la práctica a más de ocho variables y nada excluía la consecución de contratos ajustados a las circunstancias asociadas a cada cliente potencial. En estas negociaciones se tenían en cuenta las variables que afectaban el coste de la energía a suministrar en función de la demanda (magnitud, horario, estacionalidad y duración del contrato) así como la distancia del consumidor a la red del suministro y la disponibilidad a pagar de cada posible comprador (el coste al que podría abastecerse de energía alternativamente).

Disponer, en los consumidores de la economía de la ría de Bilbao, de un amplio y diversificado mercado, en términos de demanda, facilitó las cosas desde el principio. Así en MJGA de 24 de marzo de 1902 se dice: «Hemos hallado inesperadas facilidades para el arriendo de la fuerza disponible en los ríos Ebro y Leizarán, hasta el punto de poder afirmar que en breve plazo es más que probable quede contratada toda la energía procedente de los citados ríos. Esta circunstancia reviste á juicio nuestro todos los caracteres de un verdadero triunfo obtenido por nuestra Sociedad la única quizás que ha encontrado importantísima clientela mucho antes de haberse señalado su existencia en el mundo de la producción industrial». Dichas expectativas parecen confirmarse pues en MJGA de 16 de febrero de 1903 se dice: «Durante este tiempo la demanda de fuerza aumentaba en Bilbao por momentos, ofreciéndose además importantes ventajas, no sólo por ser aquí más alto el precio de la unidad, sino también por las combinaciones á que este mercado se presta para el arriendo de la energía producida durante las 24 horas del día; cuyo arriendo, repartido entre dos consumidores distintos á razón de 12 horas cada uno, da mayores utilidades á la Sociedad».

En las memorias de la sociedad aparecen, a su vez, algunas precisiones sobre la forma individualizada de negociar los contratos, a la que hemos aludido. En MJGA de 2 de marzo de 1902 se dice: «En el mercado guipuzcoano se ha convenido el arriendo de energía, 1.000 CV con la Sdad. Española de Construcciones Metálicas y 500 con la fábrica de cemento Rezola y Cía». Sabemos que la primera sociedad aludida recibió el encargo de los tubos de chapa de acero del salto de Andoain con incumplimiento de contrato. Respecto a la segunda se nos dice: «La Sdad. Rezola y Cía. tiene empeño en el suministro de cemento para las obras de la Sdad. Y es claro que por nuestra parte exigiremos, antes de ceder a sus deseos que sean nuestros clientes en el uso de fuerza»²³.

En términos de previsiones, en MJGA de 16 de febrero de 1903 se dice que se tienen comprometidos 3.400 CV y si a ellos se suman las demandas pendientes se cree asegurado el suministro de 7.810. Dadas las facilidades de colocación de energía en el mercado de Bilbao, se cree que éste puede consumir los 16.000 CV de los tres aprovechamientos en construcción. En MJGA de 9 de marzo de 1908, en la que se informa de la marcha de las obras de la central térmica de Burceña que se prevé entre en servicio durante el estiaje de 1908, se afirma que, en vista de la evolución de los consumos, se espera que éste llegue al límite de la capacidad de suministro en 1909.

2.2.2 Estructura de clientes y aplicaciones de la electricidad

La Ibérica utilizó cada uno de estos medios de control del mercado y se erigió en monopolista virtual en los mercados elegidos. Dicha posición la ejerció con distinta intensidad según períodos y áreas de mercado. Dadas las características de la demanda de dicho mercado, en términos de intensidad y remuneración, el área de suministro al que dio preferencia la Ibérica fueron las instalaciones industriales y poblaciones del entorno de la ría de Bilbao.

Los clientes durante el primer año de suministro figuran en la tabla 12.

Respecto a la distribución horaria de los consumos tenemos las referencias, que nos da Urrutia (1907), a diciembre de 1906. Las modalidades de consumo de los kilovatios contratados por aquellas fechas se relacionan en la tabla 13.

Al final del período reseñado por Urrutia (diciembre de 1906) se había conseguido consolidar una cartera con 37 clientes, con contratos por un total de 6.604 CV, que se empleaban en 43 instalaciones. La media de consumo es de 178 CV, con lo que no parece aplicarse el criterio de un mínimo de 200 CV por abonado. Cuatro de los clientes prestaban servicio de alumbrado y alimentaban los consumos de 30.000 lámparas de incandescencia y 130 arcos. El resto de consumidores destinaban la energía a usos industriales. Entre todos abastecían 200 motores con capacidad total de 8.896 CV (la capacidad de los motores oscilaba entre 1 CV y los 1.500 CV de un motor de La Basconia para el movimiento de tres trenes de laminado).

De acuerdo con los datos sobre líneas de distribución, en 1907 se está en condiciones de abastecer a los clientes de ambos lados de la ría y desde 1909 se incorporó también la demanda del sector minero de la margen izquierda (Desierto, Gallarta y Poveña). En 1908, con la constitución de Unión Eléctrica Vizcaína se avanzó en la organización del suministro a pequeños usuarios. Al respecto, en MGJA, de 29 de abril de 1908, se dice que «para nuestra sociedad tiene la constitución de la UEV la ventaja de haber formado un cliente, el más importante y seguro del presente y quizás del porvenir, y de disponer de un mediador muy eficaz para facilitar el consumo de nuestra energía en servicios para todos los usos domésticos y muchos industriales, que por ser individualmente pequeños, era difícil los hiciéramos directamente, máxime dada la organización seguida por nuestra Sociedad».

Según la relación que nos hace Uriarte (1968), en 1910 había aumentado considerablemente el suministro para alumbrado y pequeños motores, surtido a través de compañías especializadas en la distribución. Así, entre los principales consumidores en este ámbito de consumos figuraban la Unión Eléctrica Vizcaína, la Cooperativa de Bilbao y la Cooperativa de Vitoria. Entre los nuevos consumidores destacaban también el Ayuntamiento de Bilbao, con un contrato para dar energía a la estación elevadora de agua, Tranvías de Bilbao y Talleres de Deusto.

Según las Memorias e Informes de esta sociedad, la provincia de Vizcaya absorbió el 87% del suministro producido por la Ibérica en 1906, y esta proporción se incrementó en los siguientes años, alcanzando un 97% en 1922. La dificultad de colocación de la energía en Guipúzcoa hace que, según MJGA de 16 de febrero de 1903, se decida mantener una sola línea a San Sebastián, de las tres proyectadas, y construir una de 76 kilómetros para el suministro de los abonados de la ría del Nervión. Dicha tendencia se alteró cuando se dispuso de abundantes recursos, tras la puesta en explotación de los saltos del Cinca a partir de 1923. El suministro al sector industrial guipuzcoano recurre en mayor

TABLA 12 Clientes durante el primer año de suministro

| ABONADOS | LOCALIDAD | TIPO DE ACTIVIDAD | POTENCIA CONTRATADA |
|---------------------|---------------|-------------------|---------------------|
| Ugalde y Cía. | Bilbao | Harinas | 180 |
| Rezola y Cía. | San Sebastián | Cementos | 500 |
| F. Echevarría | Begoña | Clavos y alambre | 400 |
| Anduiza y Cía. | Bilbao | Platería | 200 |
| Electra del Nervión | Baracaldo | Alumbrado | 500 |
| Harino Panadera | Bilbao | Molienda | 200 |
| Uribastella y Cía. | Bilbao | Tejería | 80 |
| Electra Ibaizabal | Erandio | Alumbrado | 250 |
| Basconia | Basauri | Acero | 600 |
| Electra Bilbao | Bilbao | Alumbrado | 1.000 |
| Papelera Española | Aranguren | Papel | 60 |

Fuente Uriarte (1968).

TABLA 13 Modalidades de consumo de los kilovatios contratados

| | |
|--|-------|
| a) Servicio permanente de 24 horas diarias | 2.449 |
| b) Servicio permanente de 12 horas diarias elegidas por el abonado | 1.443 |
| c) Servicio permanente de 12 horas diarias elegidas por Hidroeléctrica | 410 |
| d) Servicio permanente de 24 horas diarias (motores menores de 100 CV) | 46 |
| e) Servicio permanente de 12 horas diarias (motores pequeños) | 177 |
| f) Servicio temporal variable de 8 a 10 meses, 24 horas al día | 2.080 |

medida al suministro de la Ibérica: éste representa el 30% de la producción destinada al País Vasco en 1943. En este año la provincia de Vizcaya ha retrocedido posiciones, situándose en un 64% (Antolín, 1996). A partir de 1930, y ante la amenaza de competencia de Saltos del Duero, la Ibérica amplió el ámbito de clientes en el mercado vasco, el ámbito geográfico de sus actividades de suministro (parte de Santander, Navarra, Burgos, Huesca y Zaragoza) y aumentó el control directo de la actividad de suministro a abonados a baja tensión, basándose en la compra de paquetes de acciones de las principales distribuidoras en el País Vasco y las provincias aludidas.

La siguiente relación de abonados de que disponemos es la del año 1930. En ella figuran 86 abonados directos. En términos de ingresos los abonados más importantes de acuerdo con la cuantía de los ingresos que devengan se recogen en la tabla 14.

TABLA 14 Principales abonados en 1930

| | MILES DE PESETAS |
|-----------------------------|------------------|
| Unión Eléctrica Vizcaina | 4.124 |
| Caminos de Hierro del Norte | 2.123 |
| Altos Hornos de Vizcaya | 2.026 |
| Ferrocarriles Vascongados | 792 |
| Echevarría, S.A. | 730 |
| Babcock | 657 |
| Basconia | 592 |
| Ayuntamiento de Bilbao | 465 |
| Cementos Lemona | 446 |
| Orconera | 368 |
| Tranvías de Bilbao | 368 |

De entre 200 y 300.000 pesetas de facturación, figuraban: Cooperativa de Bilbao, Cooperativa de Vitoria, Earle, Patricio Echevarría, Sociedad General de Industria y Comercio, Cementos Ziurrena e Irurak Bat. El total de abonados directos era de 86. En conjunto sólo un 26% de los ingresos totales corresponde a suministros a baja tensión realizados a través de las distribuidoras.

Para algunos años disponemos de datos precisos sobre el destino de los consumos en GWh de alta y baja tensión. Para el año 1935 son los que aparecen en la tabla 15. En la tabla 16 figura, de forma más sintética, la distribución de los consumos en GWh según su naturaleza en 1935. En dicho año, en términos de suministro, los consumos a baja tensión son del 13% respecto al total. Finalmente, los principales abonados en 1942, de nuevo en términos de ingresos por venta de energía, se recogen en la tabla 17.

Por estas fechas el total de abonados en alta tensión es de 183. En conjunto un 35% de los ingresos totales corresponde a suministros a baja tensión realizados a través de las distribuidoras.

En definitiva, a lo largo de los ejercicios, la Ibérica mantuvo su estrategia de orientarse preferentemente a un número limitado de grandes consumidores con suministros a alta tensión. Entre los dos indicadores manejados para 1935, el más significativo es el referente al consumo en GWh, de sólo el 13% respecto al consumo total para los suministros a baja tensión, porque el referente a ingresos, del 35% respecto al total para los suministros a baja tensión, incorpora la mayor remuneración que se obtiene de los suministros a baja en compensación por los mayores costes de suministro de los pequeños abonados.

TABLA 15 Destino de los consumos en 1935 (GWh)

| | |
|-----------------------------------|------|
| Tracción | 46,3 |
| A. H. de Vizcaya | 54,7 |
| F.º de Cemento | 9,0 |
| Distribuidores | 21,6 |
| Hornos eléctricos | 11,4 |
| Grandes abonados | 56,1 |
| Medianos abonados | 12,0 |
| Ayuntamiento de Bilbao | 1,1 |
| Pequeños abonados en baja tensión | 42,0 |

TABLA 16 Distribución de los consumos en 1935 (GWh)

| | |
|------------------------------|-------|
| Alumbrado público y privado | 15,0 |
| Usos domésticos | 1,3 |
| Fuerza motriz a baja tensión | 16,3 |
| Fuerza motriz a alta tensión | 212,6 |
| Consumos propios | 4,3 |
| Pérdidas | 52,9 |

TABLA 17 Principales abonados en 1942

| | MILES DE PESETAS |
|--|------------------|
| Baja tensión servida directamente ¹ | 14.290 |
| Altos Hornos de Vizcaya | 4.521 |
| Renfe | 2.401 |
| Papelera Española | 1.728 |
| Basconia | 1.367 |
| Distribuidora Eléctrica Guipuzcoana | 1.204 |
| Echevarría, S.A. | 1.137 |
| Babcock | 958 |
| Hidráulica Moncayo | 886 |
| Ferrocarriles Vascongados | 884 |
| Electra Urumea | 854 |
| Patricio Echevarría | 809 |

1 Se refiere a las empresas de distribución participadas que fueron absorbidas.

A pesar de su ventajosa posición, la Ibérica abasteció, en este período, una pequeña porción de sus mercados. Frente a la opción de autoabastecerse y con datos muy incompletos respecto a los censos industriales de las provincias vascas, el suministro de la Ibérica representa un 27% de la producción en 1910, si bien gana posiciones para alcanzar un 33% en 1920. En el período de abundancia de recursos, tras la explotación de saltos del Cinca y la compra de energía a Saltos del Duero, la Ibérica consigue aumentar su porcentaje de participación a un 60% (Antolín, 1996). Este fenómeno se explica porque el propósito de la Ibérica consiste en colocar la energía de los saltos del proyecto fundacional de la manera más rentable posible: ni pretende ni está obligada a actuar como empresa de suministro público. En España no se considera el suministro eléctrico como servicio público hasta el período de autarquía²⁴.

La primera mención, por parte de la Ibérica, de responsabilidad pública en términos de obligación de suministro aparece en la MJGA de 21 de febrero de 1917, cuando la economía vasca consigue superar los problemas de los primeros años de la guerra europea. En ella se dice que «las demandas de energía son cada día mayores y de esperar es que dada la prosperidad industrial y económica actual, al terminar la guerra, no obstante la vuelta a circunstancias normales, seguirá en nuestro país el desarrollo industrial que es de desear». Y, tras realizar previsiones para aumentar la capacidad de producción, se añade que: «sabéis muy bien que nuestra preocupación constante es cubrir ampliamente el mercado de energía eléctrica, abarcado por nuestras redes, así que, guiados por este propósito, no hemos vacilado en procurarnos lo más rápidamente posible nuevos manantiales de energía hidroeléctrica».

La experiencia histórica ha confirmado al monopolio como la forma más eficiente de organizar la producción y sobre todo el transporte y suministro de electricidad. No obstante, dadas las características de servicio público de este bien, la administración del Estado ha intervenido en defensa del consumidor y reduciendo riesgos innecesarios en que pueden incurrir las compañías suministradoras. Desde los primeros años de la industria eléctrica, en algunos países se fueron desarrollando normas para defender los intereses de los consumidores. Los precios debían ser razonables, el servicio de calidad y se exigía la cobertura total de las áreas de mercado a las empresas especialmente autorizadas para el servicio. Y, para asegurar la buena marcha de las compañías de suministro, se les concedían en exclusividad determinadas áreas de mercado y se les garantizaba un nivel de precios que asegurase una rentabilidad mínima de los capitales invertidos. Un segundo nivel de participación pública en la trayectoria empresarial de las empresas de suministro consistía en la acción legislativa para autorizar la utilización de recursos energéticos, terrenos privados y vías públicas y en la concesión de subvenciones y líneas de créditos blandos para la construcción de infraestructuras especialmente gravosas.

En España, la identificación de ciertas actividades como servicios públicos y la intervención del Estado en ellas a través de una normativa que regulara la iniciativa privada llegaron más tarde que en otros países, y por tanto ni los abastecedores ni los consumidores pudieron experimentar gran parte de los aspectos beneficiosos de dichas medidas. Por lo que respecta a la electricidad en el período anterior a la Guerra Civil, las primeras normas que se establecen ponen su énfasis en el aspecto de la seguridad del transporte de energía. Dado el marco legal vigente y la estrategia adoptada por la Ibérica al posicionarse en el mercado, ésta actúa en el período estudiado como lo que es, un monopolio natural escasamente regulado. Selecciona, atendiendo a criterios de coste y remuneración, las áreas de mercado y los clientes dentro de éstas que le resultan más convenientes en cada momento.

2.3 LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

Como se advierte en el proyecto fundacional, la Ibérica se dotó de capacidad de producción, básicamente en la forma de concesiones para el aprovechamiento de saltos de agua. Otros recursos, adicionales a los saltos de agua adquiridos y construidos por la empresa, consistieron en el arrendamiento de saltos o la instalación de plantas productoras de energía térmica. Así vemos como la capacidad teórica se fue incrementando a medida que aumentaba la demanda de electricidad en el mercado surtido por la empresa y ésta decidía abastecerla. En la tabla 18 (columna 2) se observa la evolución de la capacidad de acuerdo con la potencia teórica de los medios de producción de que se dotó la sociedad para surtir el mercado vasco desde la fecha en que es titular de dichos medios.

Los recursos de energía primaria para el suministro del mercado de la zona norte al inicio de la sociedad provenían de los saltos del Ebro y Leizarán, localizados a un máximo de 76 kilómetros de los mercados a los que se pensaba abastecer. Desde 1902, a efectos prácticos, porque en el primer año después de la creación de la sociedad se acabaron de negociar algunas de las concesiones, la potencia en aguas medias, que es la magnitud que se tenía en cuenta para diseñar el proyecto hidráulico y la capacidad del equipo de producción es de 15.350 kW²⁵.

La ampliación de la capacidad inicial se emprendió en 1908 con la instalación de 3.000 kW en la central térmica de Burceña y 1.800 kW de tres saltos en el río Cadagua, ya construidos, adquiridos a la sociedad Electra con ocasión de la creación de Unión Eléctrica Vizcaína²⁶. Ello da un total de 4.800 kW en dicho año y significa un incremento del 31% respecto a la disponible hasta entonces. En 1912 se incorporan 3.000 kW más en Burceña. En 1916 se alquila, por cinco años, el Salto de Bidasoa de 1.000 kW y se arrienda el salto del Cortijo en el Ebro, de 4.000 kW. En 1917 se da un gran salto adelante en términos

de capacidad al actualizarse las concesiones de los saltos del Cinca y Cinqueta (según Chapa (2002), compradas ya por la Ibérica en 1906). Esta concesión que según la Memoria de 1918 tenía una capacidad de 40.000 kW en aguas medias y 55.000 kW en el período invernal, permitió importantes incrementos de capacidad. De hecho, dado que había varias concesiones y una gran facilidad en la regulación de los caudales, la potencia estimada del sistema del Cinca, según Pérez del Pulgar (1930), utilizando los datos del ingeniero director de la empresa, Tomás de Astigarraga y del director de las obras, Enrique Uriarte, era de 120.000 kW²⁷. Finalmente en 1929, y con objeto de compensar la disminución de los caudales de los saltos aprovechados en el período de estiaje, se produce la incorporación del tercer grupo de generación termoeléctrica en Burceña, de 10.000 kW.

Respecto a la potencia instalada, se debe tener en cuenta que, en teoría, al tratarse de la construcción de saltos de gran potencia, la inversión en infraestructura y la capacidad de oferta de la sociedad es, por naturaleza, altamente discontinua en el tiempo. También que, a excepción de las ocasiones en que los recursos están ya habilitados para la producción, como ocurre con la adquisición de los saltos del Cadagua con ocasión de la absorción de la Electra, en 1908, la disponibilidad de la capacidad teórica de estos medios requiere tiempo. Por tanto, el desfase que se observa entre capacidad teórica y potencia instalada se debe a varios factores. Por una parte, al tiempo que lleva construir la infraestructura de producción y abastecimiento. Por otro lado, a decisiones de tipo estratégico que recomiendan ir desarrollando esta capacidad de forma gradual, de acuerdo con el éxito alcanzado por la Ibérica en llegar a nuevos acuerdos de suministro con los clientes. Y, en última instancia, también a los detalles de los convenios sobre evolución de la capacidad de producción firmados con otras empresas productoras del sector eléctrico²⁸. En el gráfico 1, la línea relativa a la potencia instalada o capacidad muestra su evolución de acuerdo con la potencia teórica de los medios de producción de que se dotaba la sociedad según se iban finalizando las obras de infraestructura.

La producción [gráfico 2], de evolución mucho más suave que las anteriores magnitudes, obedece a la conclusión de acuerdos de suministro para los que la empresa se fija la cantidad mínima de 200 kW, pero que pueden referirse a tan sólo unas horas del día. Los recursos utilizados para la producción son mayormente hidráulicos. La energía producida en la térmica de Burceña siempre representó cotas muy bajas respecto a la hidroeléctrica. Según los datos de producción que aparecen en las memorias de la sociedad, la térmica representó el 1,5% de la producción total hasta 1910; en la segunda década la producción térmica fue del 6%, en la tercera del 4% y en la cuarta década del 6%.

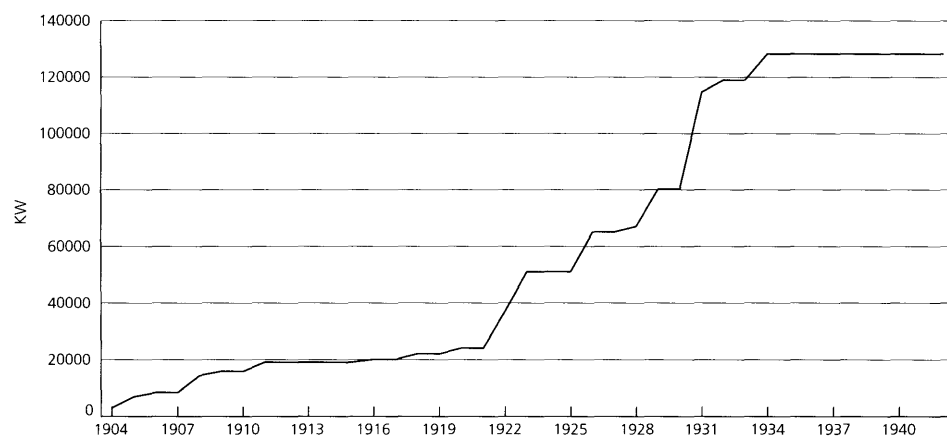
Es de destacar que, al principio, son contadas las ocasiones en que la Ibérica recurre a la compra de energía a terceros. En el decenio 1911-1920 dichas compras representan el 8,75% de la producción total puesta en red. Estos abastecimientos se corresponden

TABLA 18 Magnitudes de potencia y producción

| AÑOS | CAPACIDAD TEÓRICA (KW) | POTENCIA INSTALADA (KW) | PRODUCCIÓN (Gw/h) | COEFICIENTE DE UTILIZACIÓN |
|------|---------------------------|----------------------------|----------------------|-------------------------------|
| 1901 | — | — | — | — |
| 1902 | 15.360 | — | — | — |
| 1903 | 15.360 | — | — | — |
| 1904 | 15.360 | 3.000 | 3,1 | 11,80 |
| 1905 | 15.360 | 6.900 | 4,46 | 12,34 |
| 1906 | 15.360 | 8.400 | 17 | 23,10 |
| 1907 | 15.360 | 8.400 | 23,64 | 32,13 |
| 1908 | 20.160 | 14.400 | 30,043 | 23,82 |
| 1909 | 20.160 | 15.900 | 50,75 | 36,44 |
| 1910 | 20.160 | 15.900 | 59 | 42,36 |
| 1911 | 20.160 | 19.100 | 62,8 | 37,53 |
| 1912 | 20.160 | 19.100 | 68,552 | 40,97 |
| 1913 | 20.160 | 19.100 | 67,526 | 40,36 |
| 1914 | 20.160 | 19.100 | 64,034 | 38,27 |
| 1915 | 20.160 | 19.100 | 68,9 | 41,18 |
| 1916 | 28.160 | 20.100 | 76,422 | 43,40 |
| 1917 | 28.160 | 20.100 | 75,984 | 43,15 |
| 1918 | 148.160 | 22.100 | 78,221 | 40,40 |
| 1919 | 148.160 | 22.100 | 79,596 | 41,11 |
| 1920 | 148.160 | 24.100 | 85,227 | 40,37 |
| 1921 | 148.160 | 24.100 | 78,407 | 37,14 |
| 1922 | 148.160 | 37.100 | 79,705 | 24,52 |
| 1923 | 148.160 | 51.100 | 110,669 | 24,72 |
| 1924 | 148.160 | 51.100 | 145,231 | 32,44 |
| 1925 | 148.160 | 51.100 | 150,735 | 33,67 |
| 1926 | 148.160 | 65.100 | 160,04 | 28,06 |
| 1927 | 148.160 | 65.100 | 188,174 | 33,00 |
| 1928 | 148.160 | 67.100 | 200,845 | 34,17 |
| 1929 | 148.160 | 80.300 | 227,886 | 32,40 |
| 1930 | 148.160 | 80.300 | 265,972 | 37,80 |
| 1931 | 148.160 | 114.700 | 258,122 | 25,69 |
| 1932 | 148.160 | 119.010 | 265,926 | 25,51 |
| 1933 | 148.160 | 119.010 | 268,06 | 25,71 |
| 1934 | 148.160 | 128.290 | 264,262 | 23,51 |
| 1935 | 148.160 | 128.290 | 302,375 | 26,91 |
| 1936 | 148.160 | 128.290 | 220,606 | 19,63 |
| 1937 | 148.160 | 128.290 | 177,501 | 15,79 |
| 1938 | 148.160 | 128.290 | 286,916 | 25,53 |
| 1939 | 148.160 | 128.290 | 346,778 | 30,86 |
| 1940 | 148.160 | 128.290 | 407,209 | 36,23 |
| 1941 | 148.160 | 128.290 | 447,958 | 39,86 |
| 1942 | 148.160 | 128.290 | 459,756 | 40,91 |
| 1943 | 148.160 | 128.290 | 529,399 | 47,1 |

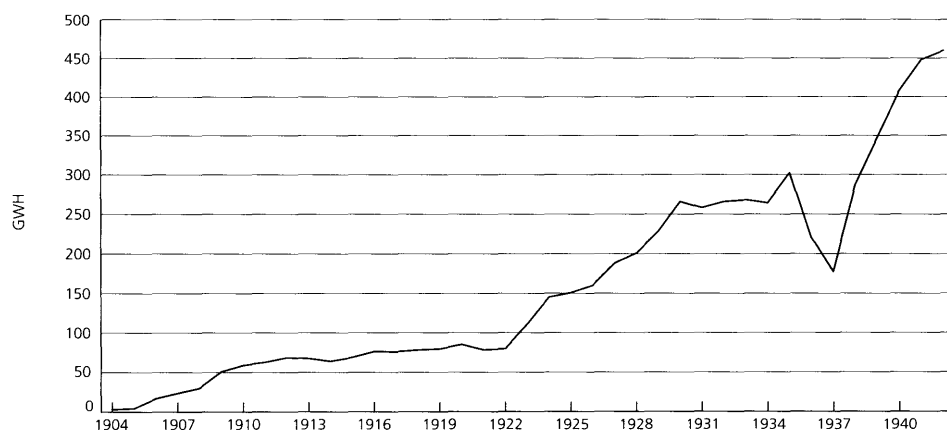
Fuente Memorias de la sociedad y Uriarte (1968).

GRÁFICO 1 Potencia instalada



Fuente Elaboración propia de las Memorias de la sociedad y Uriarte (1968).

GRÁFICO 2 Producción



Fuente Elaboración propia a partir de las Memorias de la sociedad y Uriarte (1968).

TABLA 19 Energía comprada respecto a la total puesta en red

| AÑOS | PORCENTAJE |
|------|------------|
| 1935 | 6,9 |
| 1936 | 11,8 |
| 1937 | 56,1 |
| 1938 | 69,5 |
| 1939 | 48,8 |
| 1940 | 22,1 |
| 1941 | 30,2 |
| 1942 | 40,9 |
| 1943 | 31,7 |
| 1944 | 41,0 |

con el alquiler del salto del Bidasoa desde 1916. De importancia muy modesta son los intercambios realizados con grandes industriales a los que se abastece sólo una parte del suministro. Las compras en el decenio 1921-1930 son de unos 20 GWh anuales hasta la puesta en servicio de los saltos del Cinca en 1923. En total representa un 3,17% de la producción total puesta en red durante el decenio. La situación cambia radicalmente tras el convenio alcanzado con Saltos del Duero en 1934. La tabla 19 muestra la importancia de dichas compras como porcentaje de la energía total suministrada. Su gran magnitud en el período 1937-1939 está relacionada con la interrupción del suministro del Sistema del Cinca por los desperfectos sufridos durante la Guerra Civil. Después, durante la autarquía, la energía facilitada por Saltos del Duero sigue una progresión creciente debido al aumento extraordinario de la demanda de electricidad. Tanto creció la demanda que en el año 1942 se levanta la restricción impuesta por el convenio relativa a la capacidad de incrementar los medios de producción por parte de la Ibérica.

La magnitud de producción puesta en la red de transporte, reflejada en el gráfico 2, muestra tres tramos claramente diferenciados. El primero, durante el intervalo 1904-1912, es de fuerte expansión. En él se alcanza una tasa de crecimiento medio anual del 55%. Ello contribuye a que, según la documentación de la sociedad en 1909, cinco años después de iniciarse el suministro, la Ibérica tuviese prácticamente contratada la capacidad total de los tres primeros saltos puestos en explotación para el abastecimiento del mercado vasco. El crecimiento de la producción para abastecer el mercado principal se debió, en gran parte, a la nueva demanda relacionada con el crecimiento del sector industrial. No se debe despreciar, sin embargo, la presencia de un proceso de sustitución de energía térmica generada por algunas industrias de la ría para su propio

consumo y de eléctricas locales por la hidroeléctrica de la Ibérica, en principio más económica. En este sentido, el aspecto mejor documentado es la desaparición de parte de las eléctricas que surtían a poblaciones y pequeños talleres de la ría al ser absorbidas por la Unión Eléctrica Vizcaína, la distribuidora de la Ibérica. Sabemos, además, que las que se mantuvieron activas, en mercados circundantes, le compraban a la Ibérica la mayor parte de la energía que distribuían. Respecto a la nueva demanda cabe destacar la expansión de la demanda eléctrica del sector minero. Por lo que sabemos este es el sector de actividad que se electrifica de forma más pronta y radical. El aprovechamiento para la producción de electricidad de los primeros saltos de agua de la provincia, los de Vedia sobre el Ibaizábal en 1894, se hace con el propósito de suministrar energía al sector minero. El distrito minero es al que se dirige la mayor parte de la red de distribución de la Ibérica en los primeros años²⁹. En contraposición, la información que tenemos sobre algunas grandes empresas del metal y papeleras es que éstas mantuvieron sus propios equipos de generación. En el caso de las papeleras, porque disponían de sus propios saltos de agua y en el del sector siderúrgico porque éste se beneficiaba de combustible barato, a veces en forma de subproductos del proceso de fundición.

El segundo tramo, 1913-1922, es de estancamiento relativo de la producción. Ésta experimenta una tasa de crecimiento medio anual de 1,4%. El debilitamiento de la demanda es uno de los condicionantes de la modesta expansión de este período. Según la documentación de la sociedad, el consumo de electricidad se modera como consecuencia de la crisis que sufre el sector industrial vasco durante los primeros años de la guerra europea y también por la incidencia del movimiento huelguístico. Éste llegó a paralizar las actividades productivas de la ría del Nervión durante varios meses en años sucesivos. En estos años la Ibérica llegó a perder algunos abonados importantes, entre ellos, Papelera Española y Astilleros del Nervión. Simultáneamente, el consumo experimenta una reducción considerable en el sector minero, actividad que experimentó la crisis más aguda durante los años de la Primera Guerra Mundial. Por el lado de la oferta, la empresa también experimentó problemas. Se retrasaron las decisiones de poner en explotación grandes saltos y además, resultaron ser años de sequías y de extraordinaria carestía del carbón. La reducción de la pluviosidad redujo las dotaciones de energía hidráulica y las hizo más irregulares. La escasez de carbón encareció enormemente la energía térmica, empleada en la estación de Burceña, que tradicionalmente servía de complemento a la hidráulica en momentos de apuro. Las medidas para flexibilizar la producción se limitaron a la realización de pequeños proyectos. Con ello se consiguió satisfacer los compromisos de suministro contraídos, a excepción de los años 1918 y 1919, en que la Ibérica se vio forzada a imponer restricciones al consumo de sus abonados.

Durante el tercer período, 1923-1943, la producción crece a una tasa media anual del 10,6%. La expansión de este período viene marcada por la puesta en explotación de

los generosos recursos del Cinca. Podemos suponer también que los acuerdos de 1930 para el intercambio de energía entre las hidroeléctricas del grupo redujeron incertidumbres y dieron mayor coherencia a la oferta. El comportamiento de la demanda se inscribe en la reactivación de la economía vasca una vez concluida la guerra europea. Dicha reactivación se vio matizada por la crisis industrial durante la República y la interrupción de la actividad productiva durante los primeros años de la Guerra Civil. La contribución mayor al crecimiento de la demanda se produjo como consecuencia de la penetración del mercado guipuzcoano por parte de la Ibérica. En dicho mercado tuvo lugar un efecto sustitución parecido al que se dio en la ría de Bilbao en el primer período: algunos autoprodutores pasaron a demandar energía a la Ibérica. Cabe destacar también el desarrollo de un nuevo tipo de consumo, la tracción eléctrica a grandes distancias. En 1926 se contrató el tramo Santander-Bilbao, en 1927 el Bilbao-San Sebastián. Finalmente, en el año 1928 se formalizaron los contratos de suministro regular con la Basconia y con el gigante industrial Altos Hornos de Vizcaya.

A pesar de liderar el proceso de innovación tecnológica y de concentración de la industria de producción y distribución de electricidad, la contribución de la Ibérica a la electrificación del País Vasco frente a autoprodutores y pequeñas sociedades eléctricas fue moderada en términos absolutos y relativos a otras zonas. En un estudio anterior, Antolín (1996), he podido comprobar que la participación de la Ibérica en la electrificación de las provincias vascas era del 27% en 1910, del 52% en 1926 cuando se dispone de la energía del Pirineo y del 60% en 1943 cuando, además de la propia, se dispone de la energía de Saltos del Duero. En términos relativos, se observa que las grandes eléctricas catalanas y de países con un fuerte crecimiento industrial, como los Estados Unidos, consiguen una porción del mercado eléctrico mucho mayor: del 35% en Cataluña y del 47% en los Estados Unidos, frente al 27% en el País Vasco en 1910. En torno al final del período, en Cataluña se alcanza el 83% (en 1936) y en los Estados Unidos el 85% (en 1950), frente al 60% (en 1943) del País Vasco. En el trabajo mencionado se observa que la diferencia entre las trayectorias de concentración de la producción observadas obedece a que la oferta de las grandes eléctricas en Cataluña y los Estados Unidos compara de forma más favorable que la vasca respecto a la oferta de electricidad alternativa, básicamente la debida a autoprodutores, en sus respectivos mercados. En el País Vasco, especialmente en Guipúzcoa, hay una mayor abundancia de pequeños saltos de agua y su reconversión para aprovechamientos industriales es casi coetánea a la introducción de la electricidad, mientras que en Cataluña el aprovechamiento exhaustivo de los saltos de agua locales por parte de la industria es muy anterior. A su vez, dada su mayor proximidad a las fuentes de suministro, la utilización de carbón y derivados era mucho más económica en el País Vasco que en Cataluña. Finalmente, otro elemento que contribuyó a mantener los costes de la electricidad alternativa por debajo de los

catalanes fue la estructura de demanda de energía. La industria vasca, dada su especialización, se caracteriza por disponer de grandes unidades de producción intensivas en energía, mientras que en la catalana predomina la pequeña y mediana industria con consumos de energía moderados. Dada la tecnología de la época, a igual precio del combustible, cuanto mayor fuera la capacidad del equipo de generación de los autoprodutores, menor el coste de la energía procesada.

En términos de estrategia de producción, las decisiones de oferta de la empresa, cuantificables en términos de las magnitudes de potencia instalada [tabla 18], se observan claramente dos etapas. Durante la primera, 1904-1921, se explotan los saltos adquiridos en los años de la fundación, alcanzándose una potencia teórica instantánea de 24.000 kW, y la empresa sigue una estrategia de expansión sumamente cautelosa, en que la oferta parece situarse consistentemente detrás de la demanda. Con ello se evitan situaciones en que un exceso de capacidad aumente los costes sin ningún beneficio. Así, la construcción de cada nuevo salto, que nunca es de mucha entidad, con una duración prevista de dos a tres años, o la ampliación hasta alcanzar plena capacidad de los ya aprovechados, se realiza previa contratación de la energía a producir. Como hemos visto, los desfases entre demanda y oferta en períodos de rápido crecimiento de la demanda, o los fallos de la oferta (sequía, averías, etc.), se cubren con el alquiler de saltos o centrales térmicas de otras empresas de la zona, o bien por compra de energía a otras eléctricas. En esta etapa, las actividades de suministro se orientan casi exclusivamente al sector más dinámico de la economía vasca: el de la ría de Bilbao. Y, a pesar de que en 1909 se consigue contratar la totalidad de la potencia de los saltos del proyecto fundacional, no se toman decisiones importantes para aumentar su capacidad de producción hasta 1917, en que se emprende el proyecto Saltos del Cinca.

La segunda etapa, 1922-1944, se inicia con la puesta en explotación de Saltos del Cinca y finaliza con la fusión con la sociedad Saltos del Duero. La expansión de la capacidad de producción a que da lugar la explotación de los saltos del Pirineo es notable: pasa de 24.000 kW de potencia instantánea en 1921 a 128.290 kW en 1943, multiplicándose por cinco. Las circunstancias de mercado a las que se enfrenta HEI en este período son distintas, y entre ellas hay que destacar, por un lado, la aparición de posibles competidores al materializarse en 1918 el proyecto Saltos del Duero con la constitución de la Sociedad Hispano Portuguesa de Transportes Eléctricos, dotada con 150 millones de capital, al objeto de tramitar las concesiones de aprovechamiento de los saltos. Por otro lado, también hay que destacar la reducción de incertidumbres por profundización del mercado propio, con la incursión en el guipuzcoano y el compartido con otras grandes eléctricas al firmarse en 1930 el pacto de auxilio mutuo con las empresas del Grupo Hidroeléctrico. La última circunstancia destacable del mercado es el fuerte crecimiento de la demanda, al que nos hemos referido en páginas anteriores.

Dada la nueva coyuntura, la cautela con que se toman las decisiones de producción en el período anterior es sustituida en éste por actitudes más audaces, que a veces comportan la asunción de un mayor nivel de riesgo. No obstante, como veremos, arriesgarse a desarrollar un proyecto de gran escala como es Saltos del Cinca revierte en una reducción del coste en infraestructura del kilovatio instalado y la ampliación de las zonas de suministro y el ámbito de usuarios revierte en una mejora en la tasa de utilización de las instalaciones y en la rentabilidad.

2.4 RESULTADOS EMPRESARIALES

Los beneficios de un monopolista, al igual que para cualquier tipo de empresa, vienen definidos por la ecuación contable: beneficios = Ingreso – Coste. Estos se hacen máximos al escoger un nivel o escala de producción para la cual es máxima la diferencia entre ingresos y costes. Los beneficios los obtiene, por tanto, actuando simultáneamente sobre ambas partidas.

La magnitud de ingresos para cada escala de producción (magnitud de potencia instalada) depende del volumen de las ventas y del precio al que éstas se realicen. Si siempre es recomendable no tener capacidad ociosa, en una industria como la hidroeléctrica, con unos costes de producción básicamente fijos, es más importante todavía conseguir una elevada tasa de utilización de la potencia instalada. En el caso que nos ocupa, en que la producción se realiza mediante saltos no regulados, esto exige encontrar clientes para una producción uniforme en las 24 horas del día, y desigual, dado el régimen de las lluvias, según la época del año³⁰. Una vez localizado el mercado para cada sección de la oferta, lo cual se reflejará a través del coeficiente de utilización, los ingresos se hacen máximos si se es capaz de discriminar la demanda para obtener una remuneración máxima de cada tipo de cliente (con demanda horaria específica), lo cual quedará reflejado en la remuneración por kWh producido obtenido por la empresa.

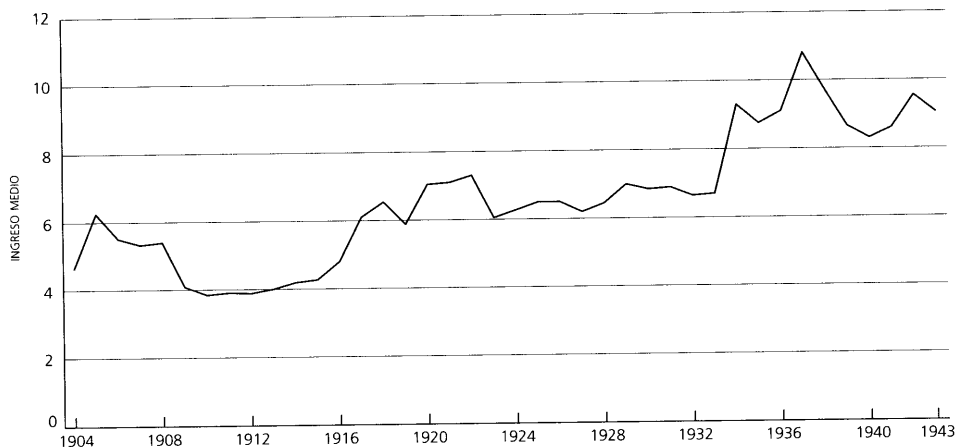
El control del mercado de electricidad comercial, la estrategia de expansión cautelosa de la producción y el poder de contratación que en páginas anteriores atribuía a la Ibérica debe verse reflejado en el coeficiente de utilización de las instalaciones y en la remuneración obtenida por kWh producido. El coeficiente de utilización de las hidroeléctricas depende de variables técnicas (la abundancia y regularidad de la fuente de energía y las características del salto (regulado o no) que se utilice para producir electricidad) a la vez que de una variable económica, la política de contratación de energía. La Ibérica tiene un coeficiente de utilización muy elevado, del 35% de media en el período 1904-1921 de expansión cautelosa y de 32% de media para todo el período, mientras que el que se cita para la época es de 24%³¹. Este hecho es especialmente notable si tenemos en

cuenta que las instalaciones de producción se caracterizan por disponer de presas no reguladas y una capacidad de generación que se establece en torno al caudal de aguas medias disponible tan sólo 9 meses al año (Maluquer (1983) da coeficientes de utilización parecidos a los de la Ibérica, pero las empresas a las que se refiere utilizan saltos regulados). La eficiente utilización de las instalaciones está relacionada sin duda con un buen reparto de la demanda horaria, que es posible gracias a que la flexibilidad de las tarifas permite captar clientes para los distintos tramos de oferta. El coeficiente de utilización es muy regular, salvo caídas muy puntuales debidas a elementos en gran parte fortuitos, tales como años de sequías excepcionales o fuerte reducción de la demanda como consecuencia de huelgas prolongadas en los sectores industriales abastecidos por la Ibérica. La regularidad del coeficiente de utilización responde sin duda a la política de extremo gradualismo en la ampliación de la capacidad de producción.

La remuneración por kWh producido o ingreso medio se obtiene por cociente entre ingresos por venta de energía y producción puesta en red³². Su magnitud viene determinada por la amalgama de tarifas y tipos de contrato suscritos por sus abonados. Si suponemos que, en circunstancias normales, las tarifas no se alteran (supuesto muy verosímil dada la legislación en materia de tarifas eléctricas durante el período), un incremento en el precio medio al que se vende la producción indicaría la colocación de una mayor proporción de energía cara, la producida en horas punta o de máxima demanda; la implicación sería la inversa cuando el precio medio se redujera.

El gráfico 3 muestra la trayectoria de expansión del ingreso por venta de kWh producido. Según la información contenida en las memorias de la empresa, en los primeros años de puesta en explotación de las instalaciones de los saltos del Ebro, la energía que se contrata primero es la más cara. Esto justifica el descenso del precio medio a partir de 1908 y confirma la lógica apuntada en los movimientos del ingreso medio. Situaciones excepcionales afectan a su vez la trayectoria de éste. La subida del precio en el intervalo 1917-1922, período inmediatamente anterior a la puesta en uso de las explotaciones del Pirineo, no se justifica por el criterio anterior, sino que tiene que ver con «el aumento del precio del kWh aceptado por la mayor parte de sus abonados» por encarecimiento del carbón y porque, según afirma la propia empresa, en el marco de la nueva coyuntura alcista de precios de la energía, la nueva contratación se hace a precios más remunerativos. En el último tramo, la subida de 1934 es también anómala, y se explica por la absorción de su distribuidora en Vizcaya, la UEV. Desde entonces se incorporan a la serie de ingreso medio los pagos hechos por pequeños abonados que, como es habitual, pagan un precio superior por la electricidad. La subida de 1937 responde a la recaudación de la sanción impuesta por la compañía a sus abonados en compensación por el fraude que según ésta se produjo en el período republicano.

GRÁFICO 3 Ingreso por venta de energía



Fuente: Elaboración propia a partir de las Memorias de la sociedad y Uriarte (1968).

Para conseguir una diferencia máxima entre ingresos y costes a cada nivel de potencia instalada es tan importante maximizar ingresos como minimizar costes. El monopolista tiene, por tanto, el mismo incentivo que el productor en competencia a la hora de reducir costes. La mayor parte de los costes de una hidroeléctrica están relacionados con la infraestructura de producción y transporte. Un primer paso para reducirlos consiste en escoger una opción tecnológica que haga mínima la ratio entre valor del «primer establecimiento», o capital fijo, y kilovatios instalados; en segunda instancia, se pueden reducir optando por una estrategia de financiación que resulte poco gravosa.

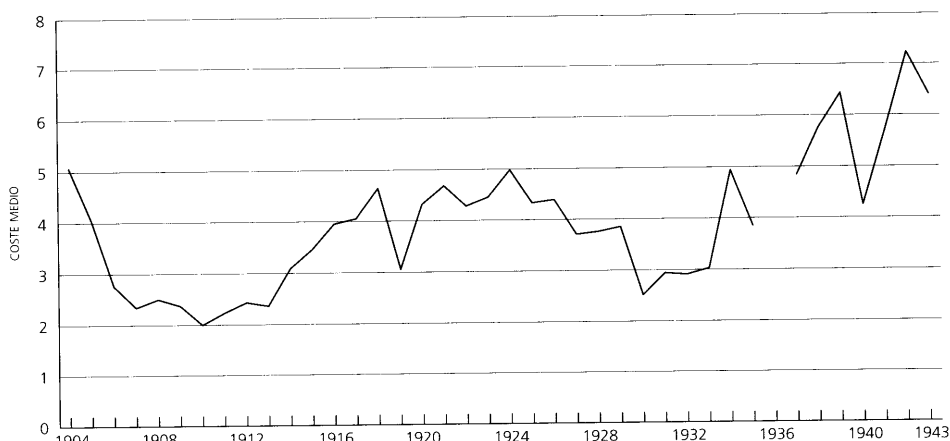
La tecnología adoptada depende en gran medida de las características de las fuentes de energía primaria de que se dota la empresa, en este caso de los saltos de agua, y del mercado a surtir, dispersión geográfica de la demanda y distancia respecto a las fuentes de energía. Dadas las disponibilidades energéticas que permiten cubrir el mercado vasco y el estado de la tecnología cuando decide construir los primeros saltos en 1901, la Ibérica actúa en un principio con costes fijos que en el contexto español resultan muy elevados, de aproximadamente el doble de los que soportan los saltos construidos unos años más tarde. Hasta la construcción de los saltos del Pirineo, en el período 1904-1919, el coste del kilovatio instalado es como media de 1.769 pesetas, mientras que el coste

habitual antes de la primera guerra mundial oscilaba en España entre 512 y 1.020 pesetas el kilovatio. En la segunda etapa 1920-1943, el coste es de 1.948 pesetas el kilovatio, magnitud algo inferior a la media nacional situada en 2.012 pesetas³³.

Dada la dimensión del capital fijo en la estructura de producción de las hidroeléctricas, los componentes más importantes del coste acostumbran a ser los de financiación y amortización de las instalaciones. La Ibérica se construye con una emisión de 20 millones de pesetas que queda absorbida con la construcción de los tres primeros saltos en 1906. El capital se amplía a 60 millones cuando, en 1917, se emprende la construcción de los saltos del Pirineo. Las ampliaciones posteriores están relacionadas con la estrategia de control de las suministradoras de usuarios a baja tensión y la decisión de ampliación del mercado. En el momento de la fusión con Saltos del Duero, su capital nominal totalmente desembolsado es de 250 millones de pesetas. Además de los recursos propios, la Ibérica utiliza la financiación externa, emite obligaciones y recurre al crédito a corto plazo. Ante grandes desembolsos, recurre primero a los medios de financiación más flexibles, como son los dos últimos citados. El coeficiente de endeudamiento a largo plazo —porcentaje de obligaciones respecto al capital desembolsado— es en un principio (1901-1917) relativamente bajo, de un 25% como media, cuando en la actualidad lo normal es un endeudamiento que oscile entre 1/3 y 1/2 del desembolsado. Durante la construcción de los saltos del Pirineo 1918-1932 el endeudamiento alcanza una media del 50%. En los siete primeros años de este tramo se suscribe el 87% del valor de las obligaciones emitidas por la sociedad en todo el período estudiado. El recurso a la emisión de obligaciones tiene la ventaja de disponer de capital a un interés del 5% inferior a la remuneración en términos de dividendos y sin voz ni voto. Después de 1932, el endeudamiento alcanza de nuevo cotas bajas, del 25%, al decidirse la empresa a ampliar el capital propio. Este es el período en que aumenta el valor de las infraestructuras al aumentar las funciones de suministro. En el año 1944 el valor del «Primer Establecimiento» está en 25 millones de pesetas, de los 250 de capital desembolsado. El recurso al crédito como medio de financiación más rápido aunque también más costoso alcanza dimensiones importantes desde el principio. Como porcentaje del capital desembolsado, el exigible alcanza una tasa media del 52% a lo largo del período. Tiene puntas en los años 1918-19, al inicio de la construcción de los saltos del Pirineo. Como media a lo largo del período, el exigible representa el 37% del activo.

Los intereses devengados por la utilización de recursos financieros ajenos a la empresa, en el período 1901-1943, representan como media un 38% de los costes totales de la empresa. Si al pago de intereses le añadimos los gastos de amortización, la otra gran componente del coste, ambas partidas representan como media el 55% del coste total a lo largo del período estudiado. Las distintas partidas del coste, intereses, amortización, gastos de explotación e impuestos configuran una trayectoria de costes medios (pesetas corrientes) que evoluciona según muestra el gráfico 4. En él se observan tramos de costes medios

GRÁFICO 4 Coste medio



Fuente Elaboración propia a partir de las Memorias de la sociedad y Uriarte (1968).

decrecientes que coinciden con los primeros años de explotación de nuevas instalaciones. El coste de operación se reparte entre más unidades a medida en que aumenta la utilización de las nuevas instalaciones y éstas operan con economías de escala. Y a la inversa, cuando las instalaciones hidráulicas operan a plena capacidad y debe recurrirse a la utilización de térmicas o la adquisición de electricidad a terceros, el coste al que se obtiene el kWh tiende a subir.

2.4.1 La rentabilidad

La forma más directa de comprobar en qué medida las actividades de la Ibérica fueron un buen negocio para los accionistas la tenemos en la política de reparto de dividendos. No obstante, un análisis más ajustado de la rentabilidad de la empresa debe centrarse en la partida contable «resultas». Ésta recoge la magnitud de los beneficios repartibles que la empresa destina a reparto de dividendos y a engrosar la partida de reservas o beneficios no distribuidos.

En una primera etapa, desde que la empresa inicia en 1904 sus actividades de producción y venta, hasta 1920, en que se amplía el capital para contribuir a la construcción de los saltos del Pirineo, la partida resultas [columna 4 de la tabla 20], medida como porcentaje de los beneficios repartibles respecto al capital propio, acciones

TABLA 20 Ingresos, costes y beneficios

| AÑOS | INGRESO MEDIO | COSTE MEDIO | RESULTAS | DIVIDENDOS |
|------|---------------|-------------|----------|------------|
| 1901 | — | — | — | — |
| 1902 | — | — | — | — |
| 1903 | — | — | — | — |
| 1904 | 4,65 | 5,07 | 1,57 | — |
| 1905 | 6,25 | 4,05 | 2,59 | — |
| 1906 | 5,51 | 2,76 | 3,15 | 4 |
| 1907 | 5,33 | 2,34 | 4,45 | 4 |
| 1908 | 5,4 | 2,50 | 5,10 | 4,5 |
| 1909 | 4,08 | 2,37 | 5,56 | 5 |
| 1910 | 3,84 | 2,00 | 5,41 | 5 |
| 1911 | 3,9 | 2,23 | 5,43 | 5 |
| 1912 | 3,88 | 2,43 | 6,32 | 5 |
| 1913 | 4 | 2,36 | 7,19 | 5 |
| 1914 | 4,19 | 3,09 | 7,75 | 5 |
| 1915 | 4,27 | 3,46 | 8,82 | 7 |
| 1916 | 4,81 | 3,95 | 10,6 | 8 |
| 1917 | 6,1 | 4,05 | 10,0 | 10 |
| 1918 | 6,54 | 4,64 | 9,88 | 7 |
| 1919 | 5,88 | 3,06 | 9,34 | 10 |
| 1920 | 7,05 | 4,32 | 5,79 | 10 |
| 1921 | 7,1 | 4,68 | 4,40 | 7 |
| 1922 | 7,3 | 4,28 | 5,12 | 6 |
| 1923 | 6,05 | 4,45 | 5,94 | 4 |
| 1924 | 6,27 | 4,98 | 6,73 | 5 |
| 1925 | 6,5 | 4,33 | 7,15 | 5 |
| 1926 | 6,5 | 4,39 | 7,93 | 5 |
| 1927 | 6,2 | 3,71 | 8,04 | 6 |
| 1928 | 6,45 | 3,76 | 8,55 | 7 |
| 1929 | 7 | 3,85 | 11,27 | 8 |
| 1930 | 6,85 | 2,51 | 13,1 | 9 |
| 1931 | 6,9 | 2,94 | 12,9 | 9 |
| 1932 | 6,65 | 2,91 | 11,9 | 9 |
| 1933 | 6,7 | 3,03 | 10,9 | 8,5 |
| 1934 | 9,3 | 4,94 | 10,2 | 8,5 |
| 1935 | 8,75 | 3,85 | 8,03 | 8 |
| 1936 | 9,1 | 6,70 | — | — |
| 1937 | 10,8 | 4,84 | 8,40 | — |
| 1938 | 9,7 | 5,76 | 8,16 | 8 |
| 1939 | 8,65 | 6,43 | 6,87 | 6 |
| 1940 | 8,3 | 4,25 | 7,60 | 7 |
| 1941 | 8,6 | 5,69 | 8,48 | 7 |
| 1942 | 9,55 | 7,23 | 7,68 | 6 |
| 1943 | 9,05 | 6,40 | 3,71 | 6 |

Fuente: Memorias de la sociedad y Uriarte (1968).

desembolsadas, tiene como media un valor del 6,5, y desde 1920 hasta su fusión con Saltos del Duero de 8,5.

Las magnitudes de producción y rentabilidad son una primera aproximación al estudio de la gestión de la Ibérica. No obstante, los datos de que disponemos sobre los ejercicios de la empresa, y a cuyo análisis dedico la sección siguiente, permiten profundizar un poco más en lo que podrían ser las causas de la trayectoria de expansión observada.

Del balance entre comportamiento de ingresos y costes se obtienen los beneficios. En término medio éstos vienen a representar el 45% de los ingresos por venta de energía y otros conceptos, de 3,5 céntimos el kWh producido. Teniendo en cuenta el capital a remunerar, la Ibérica obtiene una rentabilidad que, como vimos en páginas anteriores, oscilaba entre cotas del 3% y el 13% con un 7,7% de media. Dicha rentabilidad es sustancialmente mayor que la que Garí y Santasusana (1929) observan para el conjunto de las treinta empresas más importantes, en el año 1927, del «6,9% antes de deducir gastos de amortización anual», sobre todo si tenemos en cuenta que, según estos autores, el conjunto de las treinta empresas mayores del sector obtienen este resultado, «después de 20 o 25 años en que los capitales invertidos no obtuvieran rentabilidad alguna». Es difícil, por el momento, explicar las razones del éxito relativo de la Ibérica respecto al conjunto de empresas del sector. Por un lado, existen pocos estudios de empresa y los pocos que hay utilizan metodologías distintas. Por otro, dentro del sector operan unidades con características tan distintas en su estructura de producción, tipo de mercado que suministran y en sus funciones dentro de estos mercados, que sus estructuras de costes e ingresos son por definición difícilmente comparables. No obstante, visto desde una perspectiva más amplia y teniendo en cuenta las pequeñas comparaciones que he podido realizar, el éxito relativo de la Ibérica se puede atribuir a su buen planteamiento inicial del negocio, que le lleva a erigirse en monopolista virtual en los mercados que surte, mientras que las grandes eléctricas que actúan en el mercado catalán y madrileño experimentan fases de competencia más o menos aguda. Gracias al control de mercado de la electricidad comercial que la Ibérica ejerce y a la política de precios que en él aplica, consigue remuneraciones del kWh y coeficientes de utilización elevados que hacen más que compensar unos costes de establecimiento excesivos para la época. En una segunda etapa, el mantenimiento de su posición de monopolio ante la amenaza que representa Saltos del Duero le lleva a ampliar su escala de operaciones, con lo que consigue reducir los costes de producción por debajo de la media española, mientras que da los pasos necesarios para acabar fusionándose con el competidor potencial.

- 1 Si bien la investigación sistemática sobre las posibles aplicaciones de la electricidad se había iniciado a principios del siglo XIX, la definición y operatividad de sus aplicaciones en la industria química, las telecomunicaciones (1836), el alumbrado (1858), la tracción y la fuerza habían avanzado lentamente. De hecho el sistema tecnológico, la producción y distribución a través de una estación central de corriente alterna, que confirmaría la superioridad de esta forma de energía polifacética, no se demostró claramente hasta 1898, por la Chicago Edison Company, en los Estados Unidos.
- 2 La protección no eliminó el consumo de carbón británico, sobre todo en las zonas más alejadas de los yacimientos españoles. Según los datos de Coll y Sudrià (1987), en la zona Levante-Cataluña, el aumento del porcentaje de consumo de carbón nacional fue creciente, pasando de ser prácticamente nulo hasta 1890, al 16% en 1900, el 23% en 1910 y el 75% en 1920. Según estos autores, a partir de 1926 se impuso el consumo de carbón nacional por decreto y dejaron de aplicarse las reglas del mercado a la hora de decidir las proporciones de consumo de cada uno de los carbones. Las razones avanzadas para explicar la baja competitividad del carbón nacional son de dos tipos: una tiene que ver con los condicionantes naturales (la calidad del mineral y las características de los yacimientos) y la otra con la mala gestión de los recursos (minifundismo minero, escasa capitalización, elevados costes de transporte a las plazas de mercado). No obstante, en el caso español, a diferencia del británico, entre 1880 y 1930 se consiguió mejorar la productividad en un 40% gracias a avances en la mecanización del proceso de producción. En el caso británico, durante el mismo período, se produce una disminución de la productividad de un 15% debido a la progresiva disminución en la calidad de los yacimientos explotados.
- 3 La iniciativa partió del alemán establecido en los Estados Unidos Henry Villard. Villard fue uno de los magnates del ferrocarril americano. Cuando perdió su fortuna en el pánico financiero de 1883-1884, regresó a Alemania y al cabo de dos años volvió a Nueva York con el proyecto grandioso de crear un cartel internacional para controlar la industria eléctrica. Dicho plan contaba con el respaldo de las empresas AEG y Siemens y Halske, el Deutsche Bank y el banquero de Frankfurt, Jacob Stern. El buen funcionamiento del cartel dependía de la creación de grandes empresas consolidadas en el mercado americano. En 1889 se creó la Edison General Electric, que integraba las compañías del imperio Edison junto con Sprague Electric Railway and Motor Company. En 1892 se creó General Electric por fusión de Edison General Electric y Thomson-Houston. Esta última había apostado por el nuevo sistema de corriente alterna, había conseguido un volumen de negocio superior a la Edison General Electric y en los últimos tres años se había desatado una violenta competencia entre éstas (McDonald, 1962).
- 4 Por simetría, consideraciones de demanda pueden contribuir a explicar también por qué no surgen iniciativas parecidas entre la clase empresarial catalana. Un tejido industrial con una tradición acumulada, una demanda más dispersa y con una expectativa de crecimiento más gradual que la vasca no ofrecía los mismos incentivos al desarrollo de proyectos que requieren grandes inversiones en capital fijo y operan con economías de escala.
- 5 Según dicho autor, la primera instancia de alumbrado por gas en España se dio en Madrid el 3 de noviembre de 1842, treinta años más tarde que en Londres y quince respecto a Alemania y Francia. La industria del gas se inició en España, al igual que en otros países, por iniciativa de grupos financieros que operaban a nivel internacional. El precio siempre fue superior al europeo, la difusión escasa (en 1901, 18 de las 48 provincias de la Península Ibérica no disponían de gas) y el consumo per cápita sólo alcanzó niveles europeos en Barcelona y Cádiz.
- 6 En un escrito posterior, Urrutia (1917) argumenta que la energía hidráulica en España es aprovechable a un rendimiento parecido al de los países bien dotados de Europa. Cree que la explotación eficiente de dicha riqueza puede tener trascendencia para la economía del país ya que puede contribuir a la industrialización de España, reduciendo así el retraso industrial que atribuye a la carestía

del carbón español. Dado el potencial de la electricidad y la contribución central de los recursos hidráulicos en la oferta energética española, Urrutia reclama la implicación del Estado, mejorando la administración de las concesiones de recursos hidráulicos, reservando la explotación de dichos recursos a los ciudadanos españoles y permitiendo una rentabilidad razonable a los capitales invertidos, y la participación entusiasta de los capitales nacionales en la explotación de los recursos.

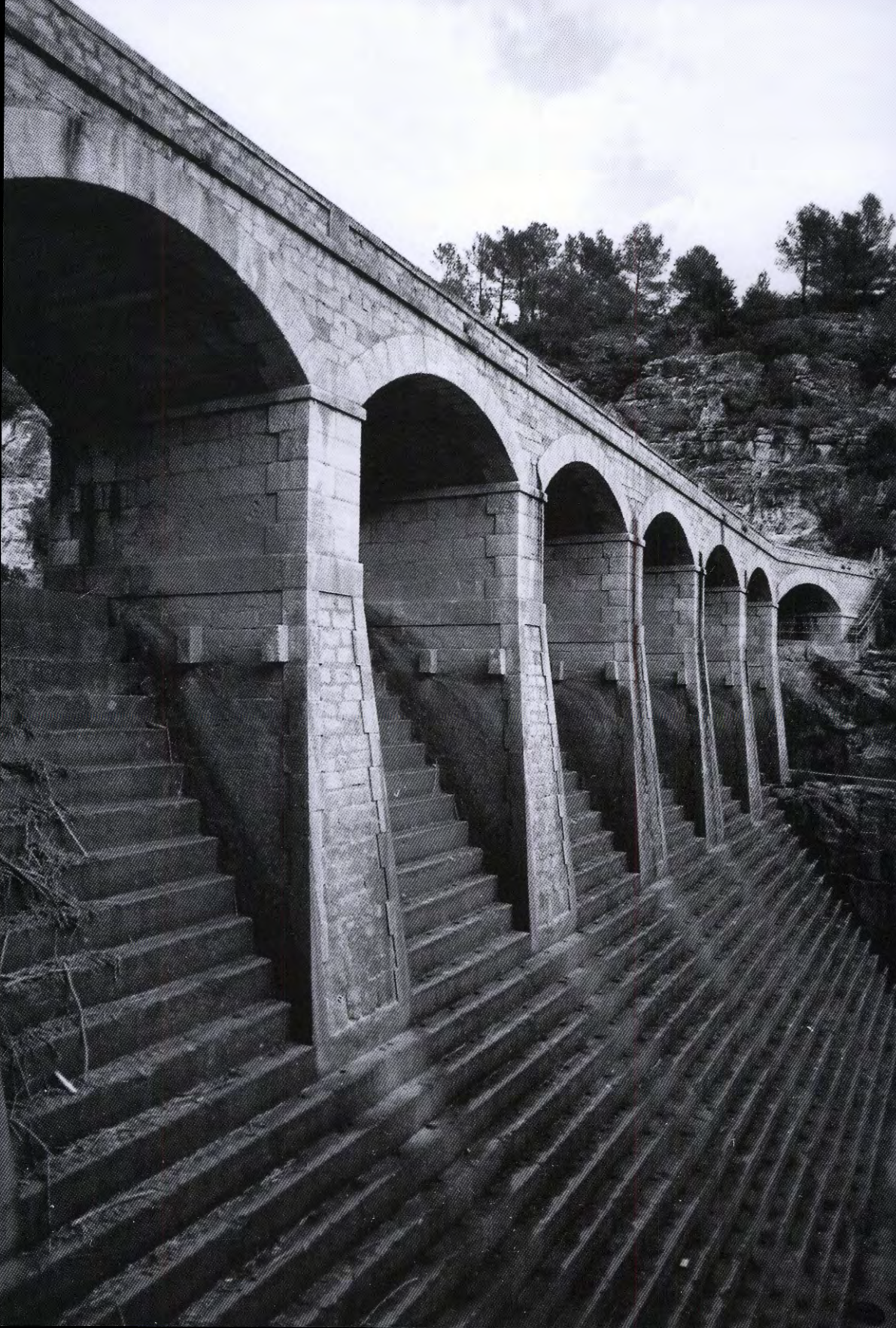
- 7 El coste, en pesetas/CV distribuido, del resto de saltos según MCA de 1901 es de 1.004 el de Puente-larrá a Bilbao, 800 el de Treviso a Santander, 935 el de Mijares a Valencia, Castellón o puntos intermedios y el de Leizarán de 1.520 a Bilbao y 790 a Guipúzcoa.
- 8 El rendimiento para el resto de saltos es de 16% en el de Puente-larrá, 19,20% en el de Urdón, 17,90% en el de Mijares y 16,81% en el de Leizarán.
- 9 En el texto aludido, Urrutia expone, de forma contundente, las claves del negocio eléctrico cuando dice: «Nadie que tenga la más ligera idea de asuntos industriales, desconoce que la base de la mayor parte de las industrias, ó un elemento esencial de ellas, es la fuerza motriz, cuyo coste es una parte integrante de los gastos de explotación de las mismas. ¡Si hay un medio de reducir estos gastos, el industrial no dudará un momento en adoptarlo! Este medio existe y en su realización se basa el negocio de la Sociedad, que es suministrar fuerza á las industrias, más barata de la que hoy emplea».
- 10 En la MCA de 29 de septiembre de 1902 se dice: «Siendo propietarios de los únicos saltos que pueden servir para alimentar determinadas localidades, estamos también libres de competencias que pudieran surgir, echando por tierra todos nuestros cálculos, como ha acontecido con algunos negocios en Bilbao, después de meditado estudio».
- 11 El 16 de mayo de 1907, por iniciativa de la Ibérica, se constituyó Hidroeléctrica Española, para gestionar el abastecimiento del mercado madrileño y valenciano y en 1908 se decidió ceder el salto de Urdón a la Electra de Viesgo para el suministro de Santander.
- 12 La Ibérica llega a un acuerdo con la Compañía de Tranvías y Electricidad de Bilbao, según palabras de Urrutia, «para la instalación de común acuerdo, de tres grupos electrógenos de 2.000 CV

cada uno, constituidos por turbinas a vapor que han de dar movimiento cada una á un alternador trifásico, el cual producirá la energía en las mismas condiciones que los actuales transportes de la Sociedad». El objeto que se asigna a dicha instalación es el de «servir de Estación Central auxiliar de los transportes funcionando, á defecto de éstos, como elemento de reserva y como complementario de los mismos transportes en las épocas de estiaje en las que, por disminución del caudal de agua de los ríos, no pueden éstos producir toda la energía que exigen las necesidades del consumo» (Urrutia, 1907).

- 13 Para seguir la actividad constructora de HE utilizo los datos de la monografía de J. Urrutia de 1907 y algunas referencias contenidas en las memorias presentadas por la comisión ejecutiva a la junta de accionistas.
- 14 En un trabajo anterior, Antolín (1989) reflexionó sobre semejanzas y diferencias en las estrategias seguidas por los líderes del sector en España y Estados Unidos al principio de la industria.
- 15 Según estimación de González Quijano (1932), hasta 1900, en términos de concesiones de agua superiores a 100 CV, se habían concedido 290.000 CV; entre 1900 y 1910, la cifra es de 1.143.000 CV; entre 1910 y 1920, el período de máximo interés en las concesiones, de 2.617.000 CV y entre 1920 y 1930 se reduce a 1.263.000.
- 16 En la documentación de la sociedad se describe la dimensión de las compañías de suministro eléctrico existentes y del tipo de recursos que utilizan cuando se creó la Ibérica. Antes de la constitución de la sociedad, el abastecimiento de la ría de Bilbao se realizaba con fluido de siete fábricas que contaban con 23 generadores, alcanzaban una producción de 1.548 kW, de los cuales tan sólo 18,80 se obtenían con un motor hidráulico.
- 17 Dichos consumos fueron: País Vasco-Navarra, 400 (Guipúzcoa, 665, y Vizcaya, 500), Asturias-Santander, 330, Madrid, 205, Galicia, 31, Castilla-León, 30 y Zona Centro, 13 (Errandonea, 1935).
- 18 El Grupo Hidroeléctrico estaba formado por: Unión Eléctrica Madrileña y su grupo, Hidroeléctrica Española, Electra de Viesgo, Compañía Electra Madrid, Hidroeléctrica Ibérica, Cooperativa Langreo y Energía e Industrias Aragonesas.
- 19 «El mercado de Hidroeléctrica Ibérica compartido con Saltos del Duero se fijaba en las provincias

- vascongadas y Navarra, en varios partidos judiciales de Villarcayo, Briviesca, Belorado y Miranda de Ebro, en la provincia de Burgos y en toda la provincia de Logroño, y como exclusivas de la primera las provincias de Huesca y Zaragoza» (Uriarte, 1968).
- 20 Véase Sintés Olives y Vidal Burdils (1933).
 - 21 Dado el proceso de innovación tecnológica en las primeras décadas del desarrollo de la industria eléctrica, la normativa sobre precios dejó muy pronto de incidir incluso sobre los servicios regulados. Con el paso del tiempo, las eléctricas consiguieron importantes reducciones de costes al incrementar su escala de operaciones, puesto que ello les permitía beneficiarse del progreso tecnológico, los rendimientos de escala y la mayor intensidad y diversidad de la demanda respecto a un tipo de energía que tenía, al menos para los consumidores de fuerza motriz, ventajas indirectas que mejoraban sustancialmente su productividad.
 - 22 En este caso, las economías de escala se extienden más allá de los bienes de equipo típicos, afectando a la obra hidráulica y la transmisión a larga distancia. La escasez relativa de las dotaciones en recursos hidroeléctricos y el hecho de que en España durante este período las concesiones de recursos públicos se transfieran sin límite temporal introducen incentivos hacia la sobrecapacidad.
 - 23 El convenio con Española de Construcciones Metálicas no llegó a cerrarse y el contrato con la fábrica de cemento se fijó en el suministro de 700 CV.
 - 24 No obstante, la administración pública intervino, a instancia de las principales compañías eléctricas, autorizando la subida en los precios en compensación por la carestía del carbón como consecuencia de la Primera Guerra Mundial.
 - 25 En las memorias de la sociedad estas magnitudes vienen en CV. Para facilitar la comparación de dichas magnitudes con las que se darán más adelante de potencia instalada y producción se han convertido a kW. Para ello se ha utilizado la equivalencia aproximada $CV = 800$ vatios que utiliza Urrutia (1907).
 - 26 La central térmica de Burceña surge del convenio con Tranvías y Electricidad de Bilbao. Se preveía la construcción de tres grupos electrógenos de 2.000 CV cada uno. El objetivo era que dicha central actuara como elemento de reserva y complemento a los transportes de la sociedad en las épocas de estiaje. De este modo se esperaba colocar mejor la energía al conseguir duplicar la capacidad de servicio de estiaje.
 - 27 En 1932, cuando se dan por terminadas las obras de ampliación y gracias a la construcción de embalses reguladores y otras mejoras, la potencia teórica de distintos saltos era ya de 97.000 kW.
 - 28 En ocasiones, como en el caso del salto de Andoain, puede ocurrir que la potencia instalada de alguno de los saltos supere a la capacidad teórica (especificada en aguas medias) del salto según concesión. Ello se debe a que a veces se consigue introducir mejoras para regular los caudales y/o ampliar la potencia instalada para acercarse a la capacidad de los caudales invernales disponibles tan sólo durante algunos meses.
 - 29 Según las Estadísticas Mineras, la minería vizcaína dispone de maquinaria eléctrica desde 1907 y se puede estimar que a partir de 1920 el 40% del total de energía consumida es eléctrica. Este porcentaje es superior al conseguido por las grandes empresas siderúrgicas vizcaínas según dicha fuente. Y lo mismo ocurre en el consumo relativo de ambos sectores en términos de kWh desde 1914. Además, la minería tuvo un consumo creciente aunque la producción fuera en descenso a lo largo del siglo. Las labores se hicieron más complejas una vez agotado el mejor mineral, y el proceso de calcinación y lavado incrementó el consumo de energía por tonelada producida. Finalmente, el encarecimiento del factor trabajo en los años posteriores a la guerra mundial favoreció la mecanización. Así, el consumo de energía pasó de 0,51 CV a 4,4 CV en 1939.
 - 30 Hasta el año 1926 no se inicia la construcción de embalses reguladores. El primero se construirá para regular los saltos del Cinca, con una capacidad prevista de 4 millones de metros cúbicos.
 - 31 Véase Sintés Olives y Vidal Burdils (1933), p. 282.
 - 32 Para esta sociedad, la magnitud de ingresos medios se refiere al precio medio que pagan grandes empresas y suministradores locales antes de deducir pérdidas en la red de transporte y consumos propios.
 - 33 Sintés Olives y Vidal Burdils (1933), pp. 278-279.

- Antolín, F. (1989), «Un servicio público con escasa intervención. Los primeros cuarenta años de electricidad en España», en *Economía Industrial*, enero.
- Antolín, F. (1996), «Hidroeléctrica Ibérica y la electrificación del País Vasco», en Comin y Martín Aceña, *La empresa en la historia de España*, Civitas, Madrid.
- Antolín, F. (2001), «Samuel Insull y Juan Urrutia, dos empresarios de principios de siglo. La formación de la gran empresa española en un contexto comparativo», en Carreras et al., *Doctor Jordi Nadal. La industrialización y el desarrollo económico de España*, Publicaciones de la Universidad de Barcelona, Barcelona.
- Coll, S., y Sudrià, C. (1987), *El carbón en España, 1770-1961*, Turner, Madrid.
- Estadística de Obras Públicas*, 1895 y 1897, tomo II.
- Errandonea, E. (1935), «Los aprovechamientos hidroeléctricos de pie de presa construidos estos últimos años en España», en *Revista Ibérica* (tirada aparte). Estadística Minera de España.
- Garí, J., y Santasusana, L. (1929), «Desarrollo y rentabilidad de la industria eléctrica en España», en *Actas de la conferencia mundial de la energía*, Barcelona.
- González Quijano (1932), *Avance para una evaluación de la Energía Hidráulica de España*, Ministerio de Obras Públicas, Consejo de Energía.
- Maluquer, J. (1983), «L'Electricitat», en Nadal, J. et al., *Producció i consum d'energia en el creixement econòmic modern: el cas català* (inédito).
- McDonald, F. (1962), *Insull*, The University of Chicago Press, Chicago.
- Actas y Memorias de la Sociedad Hidroeléctrica Ibérica.
- Newfeld, J. L. (1987), «Price Discrimination and the Adoption of the Electricity Demand Charge», en *Journal of Economic History*, Vol. XLVI, septiembre.
- Pérez del Pulgar, J. A. (1930), *El sistema hidroeléctrico del Cinca*, Madrid.
- Sintes Olives, F. F., y Vidal Burdils, F. (1933), *La industria eléctrica en España*, Muntaner y Simó, Barcelona.
- Sudrià, C. (1983), «Notas sobre la implantación y el desarrollo de la industria de gas en España, 1840-1901», en *Revista de Historia Económica*, año I, n.º 2.
- Tedde, P., y Tortella, G. (1974) *La banca española en la Restauración. II. Datos para una historia económica*, Banco de España, Madrid.
- Uriarte, E. (1968), *Datos para la historia de Hidroeléctrica Ibérica*, Documento interno de la sociedad Iberduero, Bilbao.
- Urrutia, J. (1907), *Transportes de energía eléctrica a gran distancia de la sociedad Hiroeléctrica Ibérica*, Bilbao.
- Urrutia, J. (1917), *La energía hidroeléctrica de España y sus aplicaciones*, Madrid.



CAPÍTULO 5

HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA (1907-1936)

Pedro Tedde

CATEDRÁTICO DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
UNIVERSIDAD SAN PABLO CEU

Anna María Aubanell

PROFESORA LECTORA DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
UNIVERSITAT AUTÒNOMA DE BARCELONA

1 NACIMIENTO Y PRIMER DESARROLLO DE LA EMPRESA (1907-1913)

1.1 ELECTRICIDAD Y FINANZAS: EL TRIÁNGULO BILBAO-MADRID-VALENCIA

Comenzaba la primera Memoria de Hidroeléctrica Española leída en la Junta General de Accionistas de 16 de marzo de 1909 con estas palabras:

Por iniciativa de don Lucas Urquijo y Urrutia y mediante sus gestiones y las de don Juan Urrutia y Zulueta se fundó esta sociedad el 13 de mayo de 1907 con el objeto inmediato de construir las obras hidráulicas del salto del Molinar en el río Júcar para su total capacidad de 36.000 caballos, y de instalar en aquella Central generadora la maquinaria hidráulica y la eléctrica necesaria para una producción de 12.000 caballos por ahora, que debían ser transportados a Madrid y Valencia a una tensión de 66.000, fijándose en 12 millones de pesetas el capital necesario para las obras e instalaciones, transportes, centrales de recepción y de reservas de vapor, baterías de acumuladores, y redes primarias; y para pagar a la Sociedad Hidroeléctrica Ibérica el precio de las concesiones administrativas de los Saltos de aquella Compañía en el río Tago enajenados a la Española¹.

Juan Urrutia y Zulueta, ingeniero vasco, había sido director de la Compañía Eléctrica de San Sebastián. Bajo esta responsabilidad construyó un salto en el río Oria, desde el cual la energía era transportada a la capital guipuzcoana. En 1901, ya vinculado al recién fundado Banco de Vizcaya, creó la Sociedad Hidroeléctrica Ibérica, con un capital de veinte millones de pesetas. Urrutia fue director gerente de Hidroeléctrica desde 1901 hasta su muerte en 1925. Esta compañía, que abastecía de electricidad a Bilbao, aprovechaba los saltos de Quintana y Fontecha-Puentelarrá en la cabecera del río Ebro, y de Leizarán, en Guipúzcoa. En el primer decenio del siglo XX, la Hidroeléctrica Ibérica poseía líneas de singular longitud y tensión, destacables en el conjunto hidroeléctrico europeo². Tras concebir un plan energético aún más ambicioso que el anterior, Urrutia actuó como uno de los impulsores de Hidroeléctrica Española, poniéndose en relación, por medio de José Luis de Oriol, su socio en Hidroeléctrica Ibérica, con Lucas Urquijo, padre político de este último y a quien debe atribuirse una intervención determinante en la organización original del nuevo proyecto, con raíces financieras en Bilbao y en Madrid, a fin de establecer la conexión eléctrica entre el centro y el este peninsulares.

Lucas Urquijo Urrutia era sobrino del primer marqués de Urquijo, quien fundó una casa de banca de relevante actividad en el Madrid de la segunda mitad del siglo XIX, actividad que seguiría teniendo en el siglo XX, aunque ya como banco industrial con alcance en toda España. La familia Urquijo se distinguió también por su interés en diversas compañías eléctricas madrileñas a partir de 1900. En el nacimiento de Hidrola, en 1907, Urquijo encabezaba un grupo de financieros madrileños de origen vasco y relacionados con las entidades bancarias más destacadas de la capital española, que muy pronto lo serían de toda la nación. A este grupo pertenecía Antonio Basagoiti, vizcaíno y empresario de larga experiencia en México. Basagoiti fue el principal fundador del Banco Hispanoamericano, el cual quedó constituido en Madrid, en 1900. Este banquero sería consejero de Hidroeléctrica Española desde la creación de la compañía hasta su muerte, en 1933. También consejeros primeros de Hidroeléctrica, Luis Ussía y Aldama, marqués de Aldama, y Francisco Ussía y Cubas, formaban parte de la Banca Aldama, la cual, a partir de 1919, se integraría en el Banco Central. Los Ussía también estaban presentes en el consejo de otro banco bilbaíno, el Crédito de la Unión Minera. Consejero fundador de Hidroeléctrica Española, del grupo madrileño, fue César de la Mora, quien compatibilizó este puesto con el de vocal en el Consejo del Banco Español de Crédito. Por su parte, al grupo de Bilbao, en el primer órgano rector de Hidrola, pertenecieron, además del propio Urrutia, Enrique Ocharan, director del banco de Vizcaya, y Fernando María de Ybarra, uno de los más destacados empresarios españoles del primer tercio del siglo XX, especialmente en el sector eléctrico, ligado, entre otras sociedades, a Altos Hornos de Vizcaya, al Banco de Vizcaya y a Hidroeléctrica Ibérica³.

José Luis de Oriol es la tercera persona decisiva en la formación inicial de Hidrola. Él fue quien puso en relación —en su propio domicilio madrileño— a Juan Urrutia

TABLA 1 Primer Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española (1907-1909)

| | |
|--------------------------|---|
| PRESIDENTE | Lucas de Urquijo Urrutia |
| VICEPRESIDENTE | Luis Ussía Aldama, marqués de Aldama ¹ |
| DIRECTOR GERENTE Y VOCAL | Juan Urrutia Zulueta |
| VOCAL | Eugenio de Garay Rivacoba |
| VOCAL | Benito de Alzola ¹ |
| VOCAL | Francisco de Ussía Cubas |
| VOCAL | José Luis de Oriol Urigüen |
| VOCAL | Fernando María de Ybarra de la Revilla, marqués de Arriluce de Ybarra |
| VOCAL | José María de Palacio y Palacio, marqués de Villarreal de Álava |
| VOCAL | Enrique Gosálvez Fuentes Álvarez |
| VOCAL | Antonio Carlevaris |
| VOCAL | Antonio Basagoiti Arteta |
| VOCAL | César de la Mora Abarca |
| VOCAL | Pedro de Orúe Olavarria |
| VOCAL | Antonio de Garay Vitorica |
| VOCAL | Enrique Ocharan Rodríguez |
| VOCAL | José de Velasco Palacio, marqués de Unzá del Valle |
| VOCAL | Emilio Luanco ² |
| VOCAL | Juan Basterra |
| SECRETARIO GENERAL | Leandro de Pinedo |

Fuente HE, *Memoria*, 16 de marzo de 1909. Aubanell (2001), pp. 534-535.

1 Falleció en 1909.

2 Se incorporó al Consejo en 1909.

y a Lucas Urquijo, a fin de poner en práctica el plan del ingeniero vasco⁴. José Luis de Oriol sería, más adelante, presidente de la compañía en dos ocasiones bien distintas, y, además, se mostraría como uno de los estrategas más certeros de Hidrola, tanto por su planteamiento a largo plazo, dentro de un mercado fundamentalmente expansivo, como en la disposición diversificada de los recursos financieros, a medida que la empresa se desenvolvía. En la tabla 1 aparece la composición del primer Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española.

Hidrola nació como filial de Hidroeléctrica Ibérica, a su vez estrechamente vinculada con el Banco de Vizcaya, cuyos intereses en el sector eléctrico, a comienzos del siglo xx, eran muy amplios. Hidroeléctrica Ibérica, en el momento de construirse Hidroeléctrica Española, poseía cerca del 50% de la propiedad de esta sociedad. Es preciso destacar el hecho de que la creación de Hidroeléctrica Española no obedeció a la estrategia organizativa de la Ibérica sino a su estrategia financiera⁵. El principio básico del nuevo proyecto energético era el suministro de electricidad a larga distancia. Era, por tanto, necesaria la concurrencia de financieros con experiencia, dispuestos a afrontar las costosas inversiones que dicha empresa

requería. Hidrola, aunque nacida del impulso del Banco de Vizcaya, tuvo desde su comienzo una apoyatura financiera diversificada. Desde el comienzo quedó delimitada la zona de influencia de Hidroeléctrica Ibérica, el País Vasco, frente a la del centro y Valencia, con una pronta proyección hacia el sureste, para Hidroeléctrica Española⁶.

1.2 LA LLEGADA A MADRID DE LA ELECTRICIDAD DE HIDROLA

El mercado de electricidad de Madrid —un mercado nutrido por centenares de miles de usuarios, con grandes expectativas de crecimiento para la iluminación, el transporte y la industria— se encontraba abastecido, a comienzos del siglo XX, por diversas compañías de tamaño relativamente reducido, que, en su casi totalidad, utilizaban el vapor como fuente de energía. Para aprovechar los recursos hidráulicos a gran escala en la obtención de electricidad era precisa una fuerte inversión inicial, no sólo en el levantamiento de la central, y en la construcción de la presa y de los embalses y canales correspondientes, sino también en el establecimiento de redes de transporte de longitud kilométrica. Este último requisito era ineludible en el caso de Madrid, cuyos recursos hídricos utilizables en gran escala para la producción eléctrica estaban situados relativamente lejos. Hidroeléctrica Ibérica, a pesar de su origen vizcaíno, disponía de concesiones en el río Tajo que hubieran permitido atender a la demanda de la capital del reino. También se esperaba aprovechar los saltos del río Júcar para generar hidroelectricidad destinada a abastecer el mercado valenciano. Todos estos proyectos —así como la propiedad de las mencionadas concesiones— pasaron a Hidroeléctrica Española. Finalmente, se decidió emplear el caudal y los saltos del Júcar, tanto para la producción y distribución de electricidad a Madrid como con destino a Valencia. Se estimaban suficientes dichos recursos básicos para atender a ambos mercados y la tecnología disponible —perfectamente conocida por Juan Urrutia— permitiría resolver el problema de la conducción de energía a larga distancia. La cuestión inmediata más ardua era el acopio de capital financiero, y a esa tarea se aplicaron, desde un principio, Lucas de Urquijo, José Luis de Oriol y Juan Urrutia⁷.

El objetivo primero de Hidroeléctrica Española, en el orden técnico, fue la construcción del salto del Molinar, distante ochenta kilómetros de Valencia y tres veces más de Madrid. La consecución de esta obra ocupó algo más de dos años y en dicho período se decidió ampliar las instalaciones, desde una producción inicialmente prevista de 12.000 HP, a otra de 21.600, la cual habría de ser transportada, además de a Madrid y Valencia, a Murcia y Cartagena, con estaciones intermedias en Alcoy, Alicante y otros centros de consumo. El punto elegido para construir el primer salto de Hidroeléctrica Española, si

bien, en 1907, era uno de los más recónditos del interior de la región mediterránea de la península, contaba con las ventajas del desnivel de 65 metros y de la regularidad de su caudal, procedente, en más de una tercera parte, de aguas subterráneas⁸. A pesar de esta última previsión, la compañía pronto hubo de hacer frente a situaciones de estiaje⁹.

De los cuatro grupos hidráulicos previstos, los tres primeros fueron instalados entre octubre de 1909 y febrero de 1910. El cuarto lo fue en 1911. Los grupos turbina-alternador, de 4.500 kW cada uno, fueron adquiridos a las empresas alemanas Voith y Siemens¹⁰. Al mismo tiempo fueron dispuestas en Madrid y Valencia las correspondientes estaciones de recepción y transformación, así como dos centrales de reserva con turbinas de vapor de 2.000 HP. El objeto de estas centrales termoeléctricas era el de atender a la caída de la producción en las épocas de sequía, hacer frente a las puntas de demanda o complementar la producción de origen hidráulico en caso de averías.

La intención de Hidrola, al igual que Hidroeléctrica Ibérica, era atender directamente, no sólo a la producción de energía eléctrica por medios hidráulicos y térmicos, y el transporte de la hidroeléctrica a largas distancias, sino también a su distribución a alta tensión, en las ciudades, hasta ponerla a disposición de los grandes consumidores¹¹. Esta determinación, en el caso de Madrid, se encontró con el obstáculo de otras empresas preexistentes y competidoras. Antes de mayo de 1907, año de la constitución de Hidroeléctrica Española, y desde 1882, se habían creado veinticuatro empresas de producción o distribución de electricidad en el mercado madrileño. Algunas de estas empresas eran individuales y las que adoptaron la forma de sociedad anónima presentaban tamaños muy dispares, desde la pionera Sociedad Matritense de Electricidad (con un capital efectivo de un millón de pesetas, fundada en 1882 y desaparecida diez años después) a la Compañía General Madrileña de Electricidad, con un capital de tres millones de pesetas. Esta compañía, creada en 1889 con capital alemán, pasó a formar parte del grupo del Crédito Mobiliario Español en 1894 y prolongaría su existencia hasta 1911. La General Madrileña de Electricidad —en adelante, Madrileña—, que generaba energía a partir del vapor, llevó a cabo una activa estrategia de absorciones durante la última década del siglo XIX.

En 1905 fue constituida la primera sociedad hidroeléctrica madrileña, la Sociedad Hidráulica Santillana, dedicada desde 1902 a la producción y transporte de energía, pero no a la distribución —salvo en pequeñas localidades próximas a sus instalaciones— que fue concertada con las empresas eléctricas existentes en Madrid. Otra empresa que abasteció de hidroelectricidad a la capital, en la primera década del siglo XX, fue la de Bolarque, que explotaba el salto del mismo nombre, en el río Tajo, a ochenta kilómetros de Madrid. La mitad del negocio de Bolarque fue adquirido a comienzos de 1907 por Estanislao de Urquijo, hijo de Juan Manuel, marqués de Urquijo, y sobrino de Lucas, hermano del anterior. Lucas de Urquijo, según se ha visto más arriba, estaba en aquella época ultimando las negociaciones para la constitución, en mayo de 1907, de Hidroeléctrica Española. La familia Urquijo, además,

era la principal propietaria de la Sociedad de Gasificación Industrial (en adelante Gasificación), una empresa productora de electricidad por medio de la gasificación de carbones minerales. Gasificación poseía un capital de ocho millones de pesetas¹².

En 1907 antes de que Hidrola llegara a resultar operativa en Madrid, las empresas eléctricas existentes en la capital del reino alcanzaron un acuerdo para repartirse el mercado, lo cual generó un fuerte malestar ciudadano ante lo que se consideraba un convenio de carácter oligopólico, contrario a los intereses de los consumidores. Como solución alternativa a dicho acuerdo, en 1909 se formó la Cooperativa Eléctrica de Madrid, con un capital de tres millones de pesetas, siendo su principal personalidad representativa Joaquín Sánchez de Toca. Este último, en un informe dirigido al Ayuntamiento madrileño incluía, entre los propósitos de la cooperativa, la ausencia de lucro y el suministro de energía a los ciudadanos sin rebasar los costes de producción y distribución. Sánchez de Toca, en nombre de la cooperativa, se puso en contacto con Hidrola para un posible acuerdo entre ambas entidades, pero la compañía productora, a la espera de negociaciones con sus competidores, pospuso a un futuro indeterminado la firma de dicho convenio¹³.

Finalmente, Hidrola optó, para la distribución de su producto en Madrid, por la vía de crear una nueva empresa —con la denominación Sociedad Electra de Madrid— encargada de dicho objeto. Fueron consejeros de Hidroeléctrica Española, junto a representantes del Banco de Vizcaya, quienes compusieron, en su mayor parte, el mayor órgano directivo de Electra de Madrid. Figuraban en el mismo Juan Urrutia, José Luis Oriol, Fernando María de Ybarra, Lucas de Urquijo, el marqués de Aldama, Antonio Basagoiti, César de la Mora, el marqués de Villarreal de Álava y Enrique Gosálvez. Por parte del Banco de Vizcaya, Enrique Ocharán —también consejero de Hidrola—, Pedro Maiz, José María Basterra, Tomás de Urquijo, Pedro Mac Mahón y Dámaso Escauriaza. El capital social de Electra de Madrid era de seis millones de pesetas¹⁴.

En el mismo año de 1910, tres meses después de la constitución de la Sociedad Electra, la Cooperativa Eléctrica de Madrid firmó un convenio con el Ayuntamiento de la capital, por el cual la distribuidora se comprometía a abastecer electricidad para el alumbrado a un precio máximo de 0,60 pesetas el kWh, y para fuerza en 0,25 pesetas el kWh, y a revertir sus instalaciones a la Corporación Municipal al cabo de sesenta años. A cambio, el Ayuntamiento daba autorización a la cooperativa para establecer todas aquellas instalaciones que fuesen necesarias, así como para hacer uso del terreno que aquella necesitase con el objeto de construir su red de distribución dentro de los límites del término municipal. La cooperativa había de satisfacer un canon anual de 20.000 pesetas, tras pagar una cuota fija de 85.000 pesetas por el uso que del subsuelo hacían las redes subterráneas, cualquiera que fuese la extensión de las conexiones que aquella estableciera. Ninguna otra entidad distribuidora de electricidad disponía, además, de la libertad de actuación que el Ayuntamiento de Madrid concedía a la Cooperativa en lo relativo a apertura de calles e

instalación de redes, sin que le fuese exigible la presentación de los correspondientes planos ni el informe previo de los arquitectos municipales. La cooperativa pagaría al Ayuntamiento 105.000 pesetas por todos los impuestos y licencias municipales, suma que habría de mantenerse inalterada durante los sesenta años de vigencia del concierto¹⁵.

Ante condiciones tan favorables para la Cooperativa Eléctrica, Hidrola decidió, a dos meses de firmarse el anterior acuerdo, la fusión de aquella con la Sociedad Electra Madrid. La entidad resultante fue la Cooperativa Electra Madrid, cuyo propósito inicial era la transferencia a su favor del concierto que la primitiva cooperativa había establecido con el Ayuntamiento. La Cooperativa Electra Madrid (en adelante, Electra) era una sociedad anónima cooperativa que tenía más de lo primero —sociedad anónima— que de lo segundo. Un tercio de las acciones de Electra, según sus estatutos, debía siempre estar en poder de Hidrola. El 2 de julio de 1910, el Ayuntamiento transfirió a Electra todos los derechos y exenciones derivados del acuerdo con la primitiva cooperativa. Seis meses después, Electra canalizó la distribución de energía procedente de Hidrola en todo el centro de la capital, con más de 40 kilómetros de cable. Hidrola se comprometía a suministrar 6.000 kW a Electra, y podía aumentar esa cantidad si crecía el consumo. Sólo en caso de que Hidrola no satisficiera la demanda de Electra, ésta podría recurrir a la compra de energía procedente de otras compañías¹⁶.

Hidrola, por otra parte, se reservaba el mercado de alta tensión, dejando el de baja tensión a Electra. Con el matizado lenguaje propio de estas exposiciones, la Memoria leída ante la Junta General de Accionistas de Hidroeléctrica Española, en abril de 1910, daba cuenta de esa circunstancia. Además de referirse a la constitución de Electra, en la que habían intervenido «muy directamente elementos muy interesados en la Sociedad (Hidrola)», aclaraba que el fin de aquella medida era la creación de «una entidad poderosa que realice la distribución de energía en Madrid para alumbrado y para cualquier otro consumo de fluido al pormenor, sin necesidad de que nuestra Sociedad cambie su naturaleza y su modo de ser, que a tanto equivaldría el dedicarse al servicio de energía para pequeños consumos». Electra contaba con autonomía en cuestiones como la estrategia tarifaria. En concreto, sostenía la conveniencia de abrir el mercado por medio de contratos de suministros a precios moderados. La contrapartida a la energía que Hidrola suministraba a Electra Madrid era el 50% de los beneficios líquidos que esta última obtuviera, tras la distribución realizada durante un año¹⁷.

En 1910 la producción de Hidroeléctrica Española llegaba a Madrid. También en 1910 llegaba a Madrid la hidroelectricidad producida por Bolarque. A esta dificultad se unió otra de carácter técnico, al producirse el severo estiaje, durante el invierno de 1912 a 1913. Es preciso tener en consideración que la producción total de energía de Hidrola pasó de 13 a 98 millones de kWh en sólo tres años, entre 1910 y 1913. En 1913, la producción de origen térmico de la compañía alcanzó la proporción del 27% del total. La central de reserva de Madrid, que

había comenzado su funcionamiento en 1910, proporcionó energía, desde el primer momento, a la red general de tranvías de la capital. Al año siguiente, dado el incremento continuo de la demanda, fue adquirido, para esa central, un grupo de 8.000 HP, encargado a las casas Siemens, Escher Wyss y Babcock Wilcox¹⁸. La mayor utilización de las centrales térmicas durante la época de sequía elevó los costes de producción por kilovatio en un 70%.

Después de laboriosas negociaciones entre Hidrola y Bolarque, en un primer momento, y entre Bolarque y Gasificación (es decir, el grupo eléctrico de los Urquijo), Madrileña e Hidrola-Electra, en 1910 y 1911, con el fin de repartirse, según cuotas de energía el mercado de Madrid, no se llegó a ningún acuerdo. En 1911 el grupo Urquijo y la Compañía General Madrileña de Electricidad formaron la sociedad Unión Eléctrica Madrileña. La quiebra de Madrileña en 1913 hizo que los Urquijo quedaran como dueños, en la práctica, de la Unión¹⁹. En 1912 la producción eléctrica para el mercado madrileño, de las principales compañías era la siguiente: Madrileña, 17,6 millones de kWh, Unión Madrileña, 29,7 millones de kWh, Hidrola, 39 millones de kWh, y Santillana, 17,4 millones de kWh²⁰. Con la quiebra de Madrileña quedaban como sociedades hegemónicas y competidoras Unión Eléctrica Madrileña e Hidroeléctrica Española. Tras una compleja situación de competencia en el mercado madrileño de electricidad, comenzaría una situación de duopolio estable entre Hidrola-Electra y Unión, a partir de 1913. A pesar de esta situación de duopolio, las estrategias de Hidrola y Unión diferían. En el caso concreto de Hidrola, el planteamiento multirregional mantenido por la compañía desde sus comienzos, además de los problemas agravados por una sequía de varios años, causados por los estiajes y la carestía del carbón, convencieron a sus gestores de la necesidad de aumentar la capacidad generativa de energía con la construcción de centrales hidroeléctricas y embalses reguladores.

1.3 LA ESTRATEGIA EXPANSIVA DE HIDROLA Y EL MERCADO MEDITERRÁNEO ENTRE 1910 Y 1913

Una de las decisiones que con mayor rapidez tomaron los administradores de Hidroeléctrica Española, a lo largo de toda su existencia, fue la de levantar una nueva central hidroeléctrica, la de Villora, en el río Cabriel. Firmada la escritura de compra de la concesión del salto el 16 de agosto de 1913, empezaron las obras de construcción un mes más tarde, estando ya en funcionamiento la central al cabo de trece meses, el 21 de agosto de 1914²¹. Los gestores de Hidrola dieron pruebas de su acertada visión de futuro al buscar una respuesta técnicamente eficaz y económicamente rentable —sobre todo en términos de tiempo pero también de costes— a los problemas que creaba una demanda insatisfecha. Las instalaciones consistían en una presa construida en el Cabriel y un canal que derivaba las aguas, a través del monte hasta el próximo río Guadazaón, afluente del

Cabriel. La altura del salto era considerable, de ciento once metros, con una capacidad de aporte a la central de doce metros cúbicos de agua por segundo, todo ello logrado por medio de un conjunto de canales y túneles de 780 metros de longitud. El propósito final de Juan Urrutia era tender una línea eléctrica de cuarenta kilómetros desde Villora hasta la subestación de Olmedilla, en la línea de Molinar a Madrid. Entre 1914 y 1927 Villora dio una producción media de cincuenta millones de kilovatios/hora, correspondientes al aprovechamiento medio de 6,7 metros cúbicos por segundo. La nueva central contaba con dos grupos hidráulicos de 6.000 kW cada uno. La potencia total de Hidrola, tras la construcción de Villora, pasó de 18.000 kW en 1912 a 30.000 kW en 1914²².

Acabadas las obras de este salto, se construyó, entre 1914 y 1916, una presa de embalse en el río Guadazaón junto con un canal de cuatro kilómetros de longitud hasta la central de Villora y un embalse inferior. La finalidad de estas instalaciones complementarias, conocidas con el nombre de Batanejo, era regular la producción de dicha central, de acuerdo con las fluctuaciones del consumo, normalizar el curso del Cabriel y aprovechar un salto de agua de 77 metros de altura, capaz de ampliar la potencia del de Villora en 1.200 kilovatios instantáneos²³.

En la tabla 2 queda reflejada la cuenta de establecimiento de Hidroeléctrica Española a finales de 1913. Cabe subrayar como circunstancia llamativa, la presencia de Madrid en el conjunto de instalaciones de la compañía, con una proporción sobre el valor total de más de la tercera parte. Ello se explica, sobre todo, por el elevado coste fijo de la línea de transporte energético desde el salto del Molinar hasta la capital del reino, 3,5 millones de pesetas. Se atribuía a dicha línea de transporte un valor superior al 50% del asignado a la propia central generadora. Por otra parte, el coste de establecimiento de la central termoeléctrica de Madrid representaba el 57% del coste de la central hidroeléctrica del Molinar, y superaba, en este aspecto, en un 169% al conjunto de las instalaciones productivas de Villora. Al margen por tanto, del cuantioso coste de las líneas de transporte, la central de Madrid, era, ya en 1913, uno de los elementos de mayor valor. Otra información que merece ser resaltada es la recogida en el epígrafe sexto: los saltos en el río Tajo, por un valor de 1,2 millones de pesetas. Procede dicha partida de la aportación que hizo Hidroeléctrica Ibérica a Hidrola, en 1917, de diversas concesiones para aprovechamiento energético en el Alto Tajo. Hasta 1943 no incluiría Hidroeléctrica Española tales activos, junto a otras adquiridas por distinta vía, en un proyecto de aprovechamiento íntegro del Tajo²⁴.

En el mercado valenciano Hidrola tenía una posición dominante, aunque la Canadiense, que operaba en Cataluña, podía expandirse hacia esa región y entablar la competencia²⁵. En mayo de 1908 Hidroeléctrica Española había firmado con el Ayuntamiento de Valencia el contrato de alumbrado público eléctrico. En 1910, tenía establecida la red primaria subterránea de distribución para todo el término municipal de la capital valenciana, y, además, se habían tendido tres líneas aéreas, dos para el servicio de tranvías de

TABLA 2 Cuenta de establecimiento de Hidroeléctrica Española en 1913
(millones de pesetas corrientes)

| INSTALACIONES | | VALOR |
|---------------------------------------|-----|-------|
| 1. Molinar | | 6,1 |
| 2. Villora | | 1,3 |
| 3. Madrid | | 9,8 |
| 3.1 Líneas de transporte ¹ | 4,3 | |
| 3.2 Central | 3,5 | |
| 3.3 Redes | 0,7 | |
| 3.4 Líneas secundarias | 0,1 | |
| 3.5 Tranvías ² | 1,2 | |
| 4. Valencia | | 5,1 |
| 4.1 Líneas de transporte | 1,0 | |
| 4.2 Central | 2,1 | |
| 4.3 Redes | 1,0 | |
| 4.4 Tranvías | 0,1 | |
| 4.5 Alumbrado Público | 0,6 | |
| 4.6 Varios | 0,3 | |
| 5. Alcoy | | 2,1 |
| 5.1 Líneas | 1,4 | |
| 5.2 Central | 0,6 | |
| 5.3 Varios | 0,1 | |
| 6. Cartagena | | 1,3 |
| 6.1 Líneas | 0,8 | |
| 6.2 Central ³ | 0,5 | |
| 7. Alicante | | 0,5 |
| 7.1 Líneas | 0,3 | |
| 7.2 Central | 0,2 | |
| 8. Concesión de Dos Aguas | | 0,9 |
| 9. Saltos en el Tajo | | 1,2 |
| 10. Varios | | 0,2 |
| Total | | 28,5 |

Fuente HE, *Memoria*, 2 de abril de 1914.

¹ Incluye las líneas de transporte —con todas las instalaciones anejas— de Molinar y Villora a Madrid.

² El valor de la subestación eléctrica de Madrid incluye, entre sus componentes, maquinaria (0,3 millones de pesetas), baterías (0,5 millones de pesetas) y grupos electrógenos Brown Boveri y AEG (0,4 millones de pesetas).

³ Incluye, además de la central, la subcentral de La Unión.

Corrente y Catarroja, y otra para el de la Sociedad Sierra Menera en Sagunto. Por otra parte, en la central de dicha ciudad quedó pronto montado un grupo turbo-generator de 2.000 HP de potencia²⁶. En Valencia también se estableció pronto la red especial de corriente continua para el alumbrado público, independientemente de la secundaria para el consumo privado. En diciembre de 1910, de modo similar a como se había hecho en Madrid, se creó Electra Valenciana, con el fin de distribuir electricidad destinada al alum-

brado particular, calefacción y otros usos domésticos. El reparto de beneficios líquidos (una vez deducidos todos los gastos) entre Hidrola y Electra Valenciana, al igual que ocurría con la distribuidora de Madrid, se haría al 50% entre ambas sociedades.

En Valencia y en Madrid, el consumo de energía eléctrica, a comienzos de 1911, excedía de 2.500 kW en cada población, por lo que resultaba cada vez más necesario a la compañía proceder, en todo lo posible, al abastecimiento de hidroelectricidad a dichos mercados, en los cuales las centrales a vapor soportaban una buena parte del esfuerzo generador de energía. En el caso concreto de Valencia, el potencial pasó, de 1908 a 1911, de 500 a 6.000 HP, habiéndose instalado, en el último de esos años, una turbina de vapor de 4.000 HP.

En ese mismo año de 1911 se apostaba Hidroeléctrica Española a suministrar electricidad a Alicante, mediante el tendido de la red de distribución, por líneas aéreas, a Alcoy²⁷. Hidrola, desde sus comienzos, se había fijado el objetivo de proporcionar energía a Cartagena. En marzo de 1909 se fundó Unión Eléctrica de Cartagena con el objetivo de distribuir electricidad a Cartagena y los pueblos limítrofes. En su creación participaron Hidrola, que se encargaría del suministro, la Sociedad de Construcciones e Instalaciones Electromecánicas y la Sociedad Malo de Molina y Picó que aportaron las redes de distribución y los contratos. La aportación de Hidrola consistía en suministrar 3.000 kW y a cambio recibió acciones de la nueva sociedad. A finales de 1911 Hidrola se desprendió de las acciones siendo éstas inutilizadas y reduciéndose el capital Unión Eléctrica de Cartagena²⁸. Hidrola seguía comprometiéndose a abastecer de electricidad a la empresa, recibiendo a cambio el 60% de los beneficios que la distribución generase²⁹. Es importante subrayar la circunstancia de que Unión Eléctrica de Cartagena efectuada, además del suministro de energía eléctrica para los servicios urbanos y para el consumo doméstico, el necesario para la industria y la zona minera de aquella ciudad. En este punto contaba Hidrola desde 1909, con una central térmica de 4.500 HP, además de otras instalaciones electromecánicas, una subcentral en La Unión, líneas de alta tensión y otros componentes de capital fijo.

Podemos concluir que Hidrola, a lo largo de sus primeros años de funcionamiento alcanzó de manera muy satisfactoria los objetivos fundamentales que sus creadores se fijaron: una rápida dotación de recursos fijos —centrales hidroeléctricas y térmicas, líneas de transporte de fluido, redes de distribución de alta tensión—, que lograron abastecer de energía a importantes centros de consumo (Madrid, Valencia, Alcoy, Alicante, Cartagena). Asimismo resolvió la compañía con rapidez y destreza el acceso a la difusión de energía en los centros urbanos y sus entornos mediante la formación de sociedades dirigidas a ese preciso fin. No obstante, dicho esfuerzo tuvo que realizarse superando obstáculos difíciles como la competencia creciente con otras sociedades generadoras de electricidad, especialmente en el mercado madrileño, así como la elevación de costes derivada de los estiajes y del propio crecimiento de la demanda de energía.

TABLA 3 Consumo diario de energía producida por Hidrola en 1912

| ORIGEN | MÁXIMO INSTANTÁNEO KW | KWH DEL DÍA | COEFICIENTES PARCIALES DE CARGA MEDIA (%) | |
|-------------------|-----------------------|-------------|---|----|
| Madrid (salto) | 4.700 | 78.800 | 70 | 60 |
| Madrid (vapor) | 1.000 | 3.900 | 16 | |
| Valencia (salto) | 3.400 | 63.100 | 76 | |
| Alcoy (salto) | 950 | 15.900 | 70 | |
| Cartagena (salto) | 1.550 | 28.200 | 75 | |
| Total | 11.600 | 189.900 | 70 | |

Fuente HE, Memoria, 16 de marzo de 1912.

A comienzos de 1912 el consumo de los centros abastecidos por Hidroeléctrica Española era, aproximadamente, de 189.900 kWh al día [tabla 3]. El consumo mayor correspondía a Madrid, con 82.700 kWh al día, de los cuales 3.900 eran generados por vapor. El máximo instantáneo, de 4.700 kW de hidroelectricidad se daba también en Madrid, seguida por Valencia con 3.700 kW. Los coeficientes de carga media eran muy elevados, del 70% para Madrid, 75% para Cartagena y 76% para Valencia, siendo calificadas de excelentes las condiciones de consumo de estas dos últimas ciudades. Se esperaba alcanzar en 1912 un consumo de 70 millones de kWh anuales, lo que suponía un aumento del 180% sobre la producción de 1911³⁰.

La producción eléctrica total de Hidrola pasó de 13 millones de kWh en 1910 a 99 millones en 1913, más que septuplicándose en los primeros tres años de funcionamiento de la empresa. En 1913, la energía producida de origen térmico aún representaba el 26,4% de la total.

Tan elevado incremento en el consumo se debía tanto a la ampliación del espacio al que Hidrola servía con su producción energética como al incremento continuo del consumo de energía por habitante. Naturalmente, el esfuerzo que Hidrola hubo de realizar, entre 1907 y 1913, con el fin de acomodar el incremento de su producción energética a las progresivas exigencias del mercado, se reflejó tanto en la ampliación de su capital fijo —según se ha podido apreciar en las anteriores páginas— como en la consiguiente multiplicación de sus recursos financieros. El capital desembolsado pasó de 7,9 millones de pesetas en 1908 a 20 millones en 1912. Tan importante incremento, de más del doble, se complementó con otras aportaciones financieras como la facilitada por los obligacionistas a partir de 1913.

Dentro del capítulo financiero de Hidrola, en estos años, merece mención particular el débito con la casa de banca Aldama y Compañía, que llegó a un máximo de 6,3 millones de pesetas en 1913. También figura, en el pasivo de la compañía, una cuenta de acreedores extranjeros que alcanzó un máximo de 1,4 millones de pesetas en 1910, probablemente, sumi-

nistradores de material eléctrico. Del lado de la cartera de valores propiedad de Hidrola, debe mencionarse el paquete de acciones de Unión Eléctrica de Cartagena, con un valor de 6,1 millones de pesetas en 1911, que se redujo a menos de 100.000 pesetas un año después³¹.

La emisión de obligaciones se realizó tras el acuerdo adoptado por la Junta General en reunión celebrada el 27 de octubre. El volumen autorizado fue de 24.000 títulos de 500 pesetas, con un interés del 6%, suscrito casi en su totalidad en 1914, en su mayor parte, en los mercados madrileños y vizcaíno. La reducida cantidad nominal de cada título y la seguridad de la remuneración son características inherentes a esta clase de activos financieros, lo que permite su rápida difusión entre un elevado número de inversores. A la vez, la diferenciación entre fondos de renta variable y de renta fija en empresas como las hidroeléctricas — o antes, las ferroviarias —, con unos costes fijos considerables, permite a los accionistas afrontar las inversiones necesarias sin renunciar al control efectivo de la sociedad en las juntas generales y en los consejos de administración. Los accionistas de Hidrola recibieron como dividendo el 3% sobre el capital desembolsado, en 1912 y 1913. También aparecía, en el balance de este último año, una partida de fondo de amortización de material industrial, próxima a las 400.000 pesetas, cifra que se duplicaría en dos años. El beneficio o producto neto, deducidos los gastos por todos los conceptos — administración, impuestos, explotación, conservación e intereses pagados — pasó de 57.343 pesetas en 1910 a 1.158.467 pesetas en 1912, multiplicándose por veinte en esos dos años.

2 HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA ENTRE 1914 Y 1924: AFIANZAMIENTO ENTRE DIFICULTADES

2.1 HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA Y EL NUEVO MODELO DE CRECIMIENTO INDUSTRIAL A COMIENZOS DEL SIGLO XX

La política económica de la Restauración, sobre todo, a partir de 1891, adoptó una dirección claramente proteccionista, que fue en aumento a lo largo de los primeros decenios del siglo XX. Había varias explicaciones a esta tendencia tutelar del Estado que alcanzaría seguramente su expresión más acabada durante los años de la Dictadura de Primo de Rivera. Cuatro rasgos intensos y diferenciadores, presentes en la opinión de muchos expertos en economía de la época, pasaron a formar parte de la propia acción del Estado, entre 1890 y 1930. En primer lugar, el proteccionismo arancelario, instrumento comercial defensivo que se generalizó en el mundo occidental durante los últimos veinte años del siglo XIX. En España, los aranceles de 1906 y 1922 reforzaron el proteccionismo preexistente.

En segundo lugar, el Estado orientó la demanda social de bienes y servicios industriales de modo estratégico, buscando el desarrollo de determinados sectores considerados básicos por sus efectos externos, como la siderurgia, la construcción naval o la industria de la maquinaria. Un caso muy representativo de dicha estrategia fueron las leyes de 14 de febrero de 1907 de Protección a la Industria Nacional, sobre prioridad de la producción nacional en la contratación de servicios y obras públicas y el Programa Naval, de Antonio Maura, de 1909³².

En tercer lugar, el impulso llamado «regeneracionista» tuvo una repercusión rápida y positiva, al menos en alguna de las recomendaciones económicas que con mayor énfasis hicieron Joaquín Costa y otros escritores reformistas, de gran influjo en círculos intelectuales y políticos a comienzos del siglo xx. Entre sus preocupaciones económicas criticaban el desaprovechamiento de recursos potencialmente eficaces, como aquellos ríos que discurrían sin aprovechamiento por montes despoblados y tierras mal cultivadas³³.

En cuarto lugar, en determinados países de Europa, en los decenios previos a la Primera Guerra Mundial, la industrialización estuvo acompañada por un movimiento de fusión entre empresas menores y acuerdos de cartelización entre las grandes, sobre todo en el sector de bienes de producción, con la finalidad de realizar inversiones de elevados costes fijos y de lograr el acceso a economías de escala. De ese modo, se esperaba acelerar el proceso de formación de capital y proteger la producción nacional de la competencia exterior. En muchos casos los gobiernos mostraron, no sólo aquiescencia ante dichos acuerdos restrictivos de la competencia interior, sino que apoyaron firmemente la consolidación de las grandes formaciones industriales. También los bancos mixtos, presentes en la misma época, contribuyeron, a facilitar a las grandes empresas los recursos financieros necesarios para la introducción de nuevas tecnologías o la construcción de infraestructuras³⁴.

La guerra de 1914-1918 intensificó la orientación protectora de la política económica, el corporativismo de las grandes empresas o grupos empresariales, y la tendencia nacionalista en las principales sociedades dedicadas a la banca, la energía, los transportes y la industria de bienes de producción. Durante los años del conflicto mundial, importantes participaciones de capital extranjero en empresas españolas —y también en Deuda del Estado— pasaron a ser propiedad de inversores nacionales. Después de 1914, creció rápidamente la demanda exterior de muchos productos procedentes de la minería, la metalurgia, la construcción naval y la industria de bienes de consumo. Pero estos años de crecimiento para los negocios industriales también reservaron serias dificultades a la economía española. Entre 1914 y 1918 se experimentó un agudo encarecimiento de las materias primas y del equipo capital. Hubo graves dificultades de abastecimiento a muchas empresas y también se generaron tensiones sociales ante la subida progresiva del coste de la vida. Ciertamente, la economía española pudo rescatar la deuda pública exterior y logró acumular, en estos años, unas considerables existencias de oro, pero ello no siempre repercutió en un reforzamiento del proceso inversor³⁵.

En los años de la Primera Guerra Mundial, la sociedad Hidroeléctrica Española mostraba bien a las claras algunas de las características arriba mencionadas, como su vinculación a la nueva banca mixta que surge en España y se fortalece justamente a raíz del conflicto bélico³⁶. Aunque el nexo financiero básico de Hidrola queda establecido desde sus comienzos, con el Banco de Vizcaya, ciertamente formaron parte de su Consejo de Administración, desde el primer momento, representantes señeros de la banca Aldama —germen del futuro Banco Central—, como los Ussía, y del Banco Hispanoamericano, como Antonio Basagoiti. La vinculación de las compañías hidroeléctricas con la banca mixta —de la que ya existían precedentes en otros países europeos— no sólo se debía a los requerimientos de capital de las primeras, que llevaba a las segundas a colocar parte de sus recursos disponibles en las empresas energéticas, confiando en la muy probable rentabilidad de este sector emergente. Los bancos, además, como intermediarios financieros, encauzan el ahorro de terceros hacia aquellos inversores que lo demandan, y gracias a esa labor de intermediación obtienen un margen de beneficio sustancial, tanto si se trata de colocar entre el público activos de renta fija como de renta variable.

En muchos casos la intermediación bancaria en la inversión mobiliaria va seguida por la custodia de los correspondientes títulos en depósitos constituidos *ad hoc* en las mismas entidades crediticias. Esta circunstancia facilita el hecho de que los depositantes confíen la representación de la propiedad de sus activos de renta variable a los bancos y éstos, a su vez, dispongan de una amplia facultad delegada en las juntas de los accionistas de otras sociedades, además de la capacidad decisoria dimanada de sus propias carteras de valores. Un segundo paso, en la representación de los accionistas por los bancos, consiste en la pertenencia a los Consejos de Administración de las empresas de uno o más vocales procedentes de aquellos intermediarios financieros. Esta presencia de consejeros de sociedades energéticas, industriales o de servicios, identificados con los intereses de los bancos, en razón del volumen de acciones de que éstos dispongan, otorga a los intermediarios financieros ventajas indudables. Sobre todo, un conocimiento directo y detallado de la situación de las empresas y también del sector en su conjunto. Ello permitirá, además de controlar las inversiones ya realizadas en forma de préstamos y participaciones accionariales, disponer de información precisa a la hora de tomar decisiones en el futuro.

Junto a la proximidad de Hidroeléctrica Española a los grandes bancos mixtos de la época (y en particular al Vizcaya) resultan muy fácilmente identificables en Hidrola, al igual que en el resto de las empresas del sector, algunas características de la política económica vigente en España durante el primer tercio del siglo XX. Una de ellas es la combinación entre intervención pública y propiedad privada. Ciertamente no era nueva en España la reglamentación por el Estado de actividades económicas desarrolladas por particulares, en régimen de concesión de servicios públicos; la legislación ferroviaria de 1855 es una temprana muestra de dicha normativa. Lo que tal vez resultó nuevo en la regulación de los servicios

públicos a lo largo de las primeras décadas del siglo xx, fue el surgimiento de una dirección interventora más acusada por parte del Estado —en los diversos niveles de la Administración— a la vez que una consideración proteccionista y nacionalista de las grandes empresas privadas, las cuales, en numerosos casos disponían de ventajas monopolistas y de posibilidades de acuerdos para el reparto del mercado. Esta actitud del Estado hacia las empresas concesionarias de servicios públicos o consideradas como de interés general, no era, en ningún caso, exclusiva del Gobierno español, sino frecuente en la Europa de comienzos del siglo xx. De hecho, la acción interventora del Gobierno, junto con la aportación de recursos financieros a la inversión industrial por parte de la banca son características que Alexander Gerschenkron advierte en las economías europeas relativamente atrasadas —o tardíamente industrializadas— durante las últimas décadas del siglo xix y primeras del xx³⁷.

En el caso de las empresas eléctricas españolas, esta clase de intervención pública no puede calificarse de excesivamente temprana. Tras la promulgación de diferentes normas sobre seguridad en actividades relacionadas con la electricidad, así como la elaboración de varios proyectos de ley sobre aprovechamiento de aguas, entre 1902 y 1912, finalmente fue elaborada, en 1918, una normativa específica de las explotaciones hidroeléctricas. Aunque, al igual que las anteriores, tampoco este Real Decreto de 5 de septiembre llegó a tener vigencia práctica, su contenido sirvió de base para la que sí habría de ser la primera norma fundamental de las empresas hidroeléctricas, el Real Decreto de 14 de junio de 1921, presentado por el ministro de Fomento, Juan de la Cierva³⁸.

El Decreto de 1918, a su vez, fue resultado de las ideas de Juan Urrutia, quien previamente había publicado un folleto con el título *La energía hidroeléctrica de España y sus aplicaciones* (1917), seguido por *La energía de España. Antecedentes que deben tenerse en cuenta al redactar la nueva ley de aprovechamientos hidráulicos para la producción de energía* (1918), que, en buena parte, es una repetición y ampliación de la anterior publicación³⁹. Como indica el subtítulo, la finalidad de la segunda publicación de Urrutia fue la de servir (animado por el vizconde de Eza, entonces ministro de Fomento) a la redacción de un nuevo proyecto de ley, dada «la necesidad y urgencia de modificar la Ley de Aguas actual, y, más que todo, de corregir el lamentable estado de administración de una de nuestras riquezas más trascendentales»⁴⁰.

El libro de Urrutia estaba guiado por una determinación inequívocamente intervencionista:

Guiado el legislador por el espíritu liberal de la época, no obstante conceputar al estado propietario único de la riqueza hidráulica, dejó a merced de las iniciativas particulares la suerte del desarrollo de una riqueza cuya importancia estaba muy lejos de vislumbrar, dando lugar con ello a que cayera una de las mejores partes del patrimonio natural en manos de especuladores, cuya condición nunca fue discutida por la Admi-

nistración, que vino a convertirse inconscientemente en amparadora de los detentadores de una riqueza que nunca debió concedérsele, sin la garantía más absoluta de que sería puesta inmediatamente en actividad⁴¹.

Queda manifiestamente clara, en estas consideraciones, la actitud de un empresario, sin duda entre los más avanzados de su tiempo, favorable a la iniciativa de la empresa, pero reacio, cuanto menos, a la práctica del *laissez faire*. Según Urrutia, el 80%, como poco, de los saltos aún no explotados en España estaba en poder de especuladores, movidos por la codicia a la hora de plantear la venta de sus concesiones. Urrutia estimaba en más de dos millones de kilovatios la riqueza nacional hidroeléctrica (en un artículo de 1923 aumentó a tres millones esta estimación) de imposible aprovechamiento, por la fragmentación y reducidas dimensiones de los saltos concedidos. En España el transporte de energía eléctrica a larga distancia era fundamental, si se toma en consideración la disposición geográfica tanto de los potenciales centros generadores como de los consumidores. Por otra parte, en los aprovechamientos hidroeléctricos —al igual que en otras grandes industrias— los costes medios tendían a disminuir con la potencia que se intentaba instalar, disminuyendo en mayor proporción aún los costes variables de explotación. La conclusión que se deducía de todo ello era que sólo las grandes empresas podrían afrontar con posibilidad de éxito el compromiso, de alcance nacional, de construir grandes saltos, con potencia superior a 15.000 kilovatios, con elevadas tensiones hasta 13.000 voltios y, consiguientemente, transportes a distancias superiores a los trescientos kilómetros. Ello, a su vez, permitiría el establecimiento de una gran red de líneas transportadoras que dividiera el territorio de la nación en amplios polígonos de aprovechamiento hidroeléctrico, con posibilidad de conexión energética entre unos y otros, en caso de requerirlo el consumo. Es preciso subrayar, en este punto, que Urrutia tenía una firme confianza, que fue en aumento con el tiempo, en la aplicación de la electricidad a la industria. Los mapas anexos a su libro *La empresa hidroeléctrica en España* muestran un conocimiento preciso de la distribución espacial del consumo energético con fines industriales, que las comprobaciones estadísticas y los estudios posteriores no harían sino confirmar⁴². Otro aspecto que contemplaba el plan eléctrico de Urrutia en 1918 era el aprovechamiento integral de los embalses, atendiendo a la imperiosa necesidad de agua para riego que experimentaba la agricultura en la mayor parte de las regiones españolas⁴³.

Urrutia no manifestaba una opinión absolutamente hostil a la inversión extranjera, en el caso de un país pobre en recursos económicos y atrasado desde el punto de vista industrial. Sin embargo, consideraba que España —económicamente atrasada pero con medios suficientes para resolver su modernización— debía nacionalizar, esto era, limitar al capital nacional, la inversión industrial, «más que con trabas al extranjero, con protección y estímulo a los nacionales; para inducir al capital en el sentido industrial, ofreciéndole el

aliciente de mejor beneficio que en otras orientaciones». Por lo demás, afirmaba que cualquier país, al margen del grado de desarrollo industrial y pujanza económica alcanzada, que quisiera «conservar las cualidades más esenciales de personalidad e independencia, debe nacionalizar y crear, si no existen, a expensas de cualquier sacrificio, las industrias precisas para atender las necesidades más perentorias para la vida y la defensa de la Nación»⁴⁴.

El Real Decreto de 14 de junio de 1921 —el llamado Decreto La Cierva—, además de declarar servicio público el suministro de energía por aprovechamientos superiores a 1.000 kW, suprimía el carácter perpetuo de las concesiones hidráulicas para fuerza motriz y establecía para las mismas un período de setenta y cinco años, prorrogable hasta noventa y nueve años si la obra beneficiaba el interés general. Esta última circunstancia quedó fijada en el Real Decreto de 10 de noviembre de 1922, dilatando los plazos inicialmente previstos por la anterior norma. En el Decreto La Cierva se consideraba la posibilidad de pérdida de la concesión por interrupción de la explotación; se excluía a los extranjeros de nuevas concesiones o de la transmisión de las ya existentes, así como de los consejos de administración y de la gerencia de las sociedades eléctricas; se preveía una reserva del 5% de la energía generada para ser utilizada en un servicio público de naturaleza municipal, provincial o estatal, con una tarifa fijada por el Gobierno y complementada con un reducido interés industrial⁴⁵.

El sector de energía hidroeléctrica resultó favorablemente afectado —ya en el período político de la Dictadura de Primo de Rivera— por las leyes de 30 de abril de 1924 y 31 de diciembre de 1929. Según esta normativa, las empresas industriales beneficiadas por el Gobierno estarían exentas del pago del impuesto del timbre y de los derechos reales derivados de la constitución de la sociedad, la reducción al 50% de las contribuciones industrial y por utilidades anuales, y la exención de los derechos arancelarios sobre los materiales no fabricados en España o que carecieran de la calidad suficiente. Una de las condiciones legales de las empresas que pretendieron acceder a los anteriores beneficios era la de ser españolas, es decir, que el 75% de su capital fuera propiedad de ciudadanos españoles⁴⁶.

2.2 LA RESPUESTA AL AUMENTO DE LA DEMANDA: DE DOS AGUAS A CORTES DE PALLÁS (1914-1924)

Juan Urrutia no sólo transmitió a empresarios, legisladores y gobernantes, en la década de 1910, sus ideas acerca de la producción y distribución de la hidroelectricidad como sector económico de alcance nacional. En dicho período también hubo de resolver, junto a los restantes miembros del consejo de Hidrola, el acuciante problema de límites de la oferta energética ante un consumo creciente, al tiempo que los elevados costes de explotación de las centrales térmicas reducían de forma drástica los márgenes de rentabilidad.

Una primera respuesta, asombrosamente rápida en su resolución, fue la construcción del salto de Villora, acabado en 1914. Pero a la vez, se debatía en el Consejo de Administración de Hidrola un proyecto más ambicioso: antes de que acabaran las obras de Villora, en 1913, decidió Urrutia proveer a la perspectiva próxima de mayores incrementos en el consumo por medio de la compra de los derechos de concesión de Dos Aguas, salto situado sobre el Júcar, susceptible de suministrar 100.000 kW, potencia excepcional para aquella época. La visión del gerente de Hidrola, respecto al futuro de la compañía, distaba de ser exclusivamente teórico. Tras la finalización de Villora, en 1914, el conjunto de instalaciones de Hidrola satisfacía, no sin dificultades, el 20% del consumo nacional de electricidad⁴⁷.

Dos Aguas estaba situado a nueve kilómetros debajo de la confluencia del Júcar y el Cabriel, en el partido judicial de Chiva. El tramo del aprovechamiento comprendía varios desniveles muy acusados, cuya superación admitía soluciones desde el punto de vista de la ingeniería, pero planteaba dificultades económicas considerables.

En el verano de 1917, de acuerdo con los planes previstos, empezaron las obras de Dos Aguas, con la apertura de una carretera de acceso y la perforación de un túnel de desviación del río, de 128 metros, previo a los trabajos de cimentación de la presa. Se emprendió, a la vez, la construcción de la parte de un canal —6.298 metros de longitud— que iba soterrado, de 2.312 metros, distribuidos en cuatro túneles, cuya terminación se preveía al año siguiente. Las consecuencias de la Guerra Mundial se dejaron sentir, desde los primeros momentos, sobre los altos precios de la maquinaria y los materiales auxiliares que habían de utilizarse en la construcción del salto, así como en la carencia de alternadores y otros elementos para las líneas de transporte⁴⁸.

En 1919 el Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española daba noticia de diferentes dificultades que habían surgido durante el primer período de los trabajos en Dos Aguas: escasez de mano de obra (se empleaban mil trescientos obreros); problemas de abastecimiento de diferentes materiales, como explosivos; subida de salarios, en este caso, de más de un 50% entre febrero y noviembre de 1918. A pesar de dichos obstáculos, se realizaron distintas explanaciones y se procedió a la apertura de la caja del canal, de 103.486 metros cúbicos. Asimismo, en diciembre de 1918, empezó a levantarse una fábrica de cemento, de acuerdo con la casa Asland, de Barcelona. Paralelamente se dispusieron otros edificios para oficinas, talleres y viviendas destinadas al personal técnico y trabajadores, así como un cuartel de la Guardia Civil, hospital, una escuela y capilla cerca del pueblo de Cortes de Pallás. En conjunto, el volumen de las obras de Dos Aguas ejecutadas en 1918 alcanzó los doscientos mil metros cúbicos. En 1919 se completó la perforación de cuatro de los seis túneles previstos, con una longitud de 1.166 metros. A principios de 1920 trabajaban en las obras de Dos Aguas mil doscientos obreros⁴⁹.

En la primavera de 1920 se había recibido ya toda la maquinaria eléctrica contratada para la central y se encontraba en camino la maquinaria hidráulica. En el verano

siguiente tendrían que estar terminadas las líneas proyectadas para el empalme con las líneas de Madrid y Valencia. La presa, pieza central de las instalaciones, estaba en aquel año de 1920, en fase de cimentación, habiéndose llegado a una profundidad de 18,50 metros, a partir de la cual comenzaron a aparecer en el lecho del río los bancos de roca. Los sondeos efectuados permitían apreciar que la profundidad máxima a la que se llegaría era de veintiséis metros, insuficiente para asegurar la firmeza de la futura obra⁵⁰.

La dirección de la compañía y el Consejo de Administración reaccionaron con rapidez, puesto que no había otra salida ante la magnitud de las obras emprendidas y los continuos requerimientos por parte del mercado de electricidad. La solución elegida, tras la inmediata renuncia a continuar con la presa comenzada, fue la prolongación del canal en una longitud de casi diez mil metros, llevando la derivación de las aguas cerca de la confluencia del Júcar y Gabriel. Se comenzó entonces la construcción de una nueva presa, esta vez limitada a una obra de escollera que no exigiera condiciones difíciles de cimentación. De este modo, el proyecto inicial del salto de Dos Aguas dio lugar al salto Cortes de Pallás⁵¹.

En las últimas fases de las obras llegó a emplearse un máximo de cinco mil ochocientos obreros, no bajando la contratación, desde agosto de 1921, de tres mil quinientos trabajadores. En estos meses, hasta la terminación de las obras y entrada en funcionamiento de salto de Cortes, en septiembre de 1922, se realizó un esfuerzo extraordinario en la construcción de un acueducto que uniera los casi diez kilómetros del nuevo canal, en la margen derecha del río, con el trozo antiguo, situado en la margen izquierda. En 1922 el primer grupo eléctrico —adquirido a General Electric y a la empresa suiza Escher Wyss— entró en funcionamiento, siendo instalado el segundo en 1923⁵².

A diferencia del período anterior a 1914, las circunstancias de la guerra hicieron que el material electrotécnico de origen alemán diera paso al suizo y al norteamericano. Si en 1910, el material eléctrico de origen suizo utilizado en España representaba el 12,4%, en 1917 pasó a significar el 32,9%. Aunque, después de 1918, la cuota de mercado electrotécnico del país helvético se redujo de manera notable, pudo mantenerse en torno al 25%⁵³. En segundo lugar, los Estados Unidos, bien de forma directa o por medio de la filial francesa Thomson, llegaron a ocupar un puesto de relieve en las importaciones de maquinaria eléctrica, con una cuota superior al 30% en 1926. En este hecho influyó de manera particular el director de Hidrola Juan Urrutia, quien consideró, a la altura de 1917, que los Imperios centroeuropeos probablemente perderían la guerra. Urrutia decidió entonces viajar a los Estados Unidos para comprar maquinaria. A partir de 1920 la maquinaria eléctrica alemana —sobre todo, la procedente de Siemens y AEG— pasó de representar el 50% de las importaciones de este tipo de material al 40% en 1922 y al 30% en años posteriores⁵⁴.

Por circunstancias totalmente imprevisibles —y al margen de los graves problemas técnicos surgidos en la construcción de Dos Aguas— los costes y los resultados de Hidrola comenzaron a manifestarse en datos preocupantes. Nada adverso se preveía en 1915,

TABLA 4 Producción y consumo de Hidroeléctrica Española por día y zonas, 1916 y 1918 (kWh)

| | 1916 ¹ | 1918 ² |
|-----------------------|-------------------|-------------------|
| PRODUCCIÓN | | |
| Molinar | 245.200 | 242.100 |
| Villora | 131.800 | 143.900 |
| Hidráulica auxiliar | 13.700 | 12.900 |
| Vapor | — | 23.950 |
| Producción total | 390.700 | 422.850 |
| Consumo total | 355.740 | 359.240 |
| Pérdida en líneas | 34.960 | 63.610 |
| CONSUMO POR CENTRALES | | |
| Madrid | 105.400 | 134.350 |
| Valencia | 122.000 | 124.800 |
| Alcoy | 57.260 | 44.890 |
| Alicante | 29.930 | 17.700 |
| Cartagena | 41.150 | 37.500 |
| | 355.740 | 359.240 |

Fuente HE, *Memorias*.

1 Las cifras de esta columna corresponden al día 14 de enero de 1916.

2 Las cifras de esta columna corresponden al día 10 de enero de 1918.

cuando el salto de Villora ya estaba construido y se trabajaba en su perfeccionamiento, y la producción de la compañía superaba los 112 kWh, un 33% más que en 1914. Por primera vez, en 1915 los beneficios líquidos superaron el millón de pesetas y se repartió un 8% a los accionistas. En 1916 la demanda de electricidad en Valencia y Alicante llegó al límite de capacidad de las instalaciones, razón por la cual los gestores de Hidrola confirmaron la absoluta precisión de llevar a cabo el programa, ya en marcha, de infraestructuras hidroeléctricas. La producción de Hidrola en 1917 fue de 142,8 millones de kWh, de los cuales sólo el 4% procedía de las centrales térmicas⁵⁵.

En 1918 la producción se contrajo hasta los 135,9 millones de kWh, con más de un 10% de origen térmico. Los administradores de la sociedad se lamentaban de la extraordinaria duración de la sequía, sin parangón desde hacía más de veinte años. Si en 1915, la lluvia registrada en el observatorio de Cuenca había sido de 609 milímetros por metro cuadrado, en 1916 fue de 428 milímetros, en 1917 de 540, y en 1918 de 328 milímetros. El caudal del Júcar y Cabriel, en 1918, alcanzó sólo el 60% del de 1917. Hubo necesidad, en este último año de restringir el aprovisionamiento de electricidad, dado que persistían los problemas de transporte de carbón, además del continuo encarecimiento de este mineral y de la convocatoria de huelgas de trabajadores de las minas, que tuvieron lugar en

TABLA 5 Producción y costes de establecimiento y variables de Hidroeléctrica Española (1913-1925)

| | PRODUCCIÓN TOTAL | PRODUCCIÓN HIDRAULICA | PRODUCCIÓN TÉRMICA | ELECTRICIDAD ADQUIRIDA | COSTES DE ESTABLECIMIENTO | COSTES DE EXPLOTACIÓN ¹ |
|------|-----------------------------|--------------------------|-----------------------|---------------------------|---|---------------------------------------|
| | MILLONES DE KILOVATIOS HORA | | | | MILLONES DE PESETAS CONSTANTES ² | |
| 1913 | 99,1 | 71,5 | 26,2 | 1,4 | 26,4 | 3,2 |
| 1914 | 105,0 | 78,5 | 21,2 | 5,3 | 29,5 | 2,9 |
| 1915 | 115,7 | 109,1 | 2,8 | 3,8 | 27,9 | 2,0 |
| 1916 | 129,1 | 120,6 | 4,5 | 4,0 | 24,2 | 1,7 |
| 1917 | 142,8 | 131,1 | 6,1 | 5,6 | 21,7 | 2,0 |
| 1918 | 135,9 | 115,4 | 14,4 | 6,1 | 16,1 | 2,7 |
| 1919 | 150,0 | 136,2 | 7,4 | 6,3 | 17,7 | 1,9 |
| 1920 | 164,3 | 143,2 | 14,8 | 6,3 | 20,1 | 3,2 |
| 1921 | 163,5 | 134,7 | 22,1 | 6,7 | 25,8 | 4,5 |
| 1922 | 187,1 | 154,8 | 24,8 | 7,5 | 49,7 | 4,6 |
| 1923 | 203,4 | 186,2 | 10,5 | 6,7 | 58,1 | 3,5 |
| 1924 | 219,7 | 208,6 | 5,2 | 6,0 | 59,0 | 2,5 |
| 1925 | 240,3 | 227,9 | 6,5 | 5,9 | 68,2 | 2,7 |

Fuente HE, *Memoria General*, 1941.

1 Costes de explotación, administración y conservación.

2 Pesetas de 1913. Se ha deflactado utilizando el índice de precios de la Comisión del Patrón Oro.

los yacimientos de Puertollano a finales de 1917 y en el verano de 1918. A fines de este último año la situación comenzó a normalizarse, desapareciendo, aunque sólo parcialmente, las restricciones en el consumo; de hecho, en 1919 se mantenía la decisión, adoptada en 1917, de no admitir nuevos contratos de suministro eléctrico⁵⁶. En la tabla 4 figuran las cifras de producción por salto hidráulico, y también por turbinas de vapor, así como de consumo por centrales, de Hidroeléctrica Española en dos días diferentes, a comienzos de 1916 y 1918. Puede observarse la presión ejercida por el consumo de electricidad en Valencia, que llegó a superar en 1916 al de Madrid. Las pérdidas sufridas de energía se debían a la falta de capacidad de algunas líneas como las de Valencia, Alcoy y Alicante, debido al importante desarrollo del consumo alcanzado en estas zonas⁵⁷.

El índice de precios al por mayor del carbón nacional se multiplicó por 5,5 de 1913 a 1918. En sólo un año, en 1917, el incremento de dicho índice fue del 27,5%, y al siguiente, del 59,1%. En un momento determinado, Hidrola pasó de pagar el carbón de 26 pesetas por Tm a hacerlo a 140 pesetas por Tm, habiendo de recurrir, por otra parte, a los proveedores más diversos, desde Puertollano a Asturias y a Cartagena, donde pudo hacerse con carbón de Cardiff⁵⁸. Por otra parte, el índice general de salarios aumentó más de un 25% entre 1913 y 1918, un 22,2% en 1920 y un 15,5% en 1921. La evolución del índice de precios al por mayor fue, en estos años, de alza sostenida, hasta más que dupli-

carse entre 1913 y 1920. Los salarios nominales en España, durante los años de la Guerra Mundial y la posguerra, crecieron, sobre todo, en la industria y en la minería⁵⁹.

En 1920 y 1921, cuando ya hacía algunos años que la guerra había acabado, se reprodujo, con mayor fuerza, la situación de sequía que afectó extraordinariamente a las instalaciones hidráulicas de la compañía. Tuvo que recurrirse de nuevo a la complementación de las centrales térmicas, hasta un 13% de la producción de electricidad, en 1921 y 1922. Como puede verse en la tabla 5, los gastos generales o variables, que incluían los de explotación, conservación y administración —pero no los financieros ni los de amortización— de 1921, en pesetas constantes, se duplicaron respecto a los de 1917. En ese año de 1921, los gastos generales llegaron a representar el 84% de los ingresos de la explotación, una proporción que no se había alcanzado desde 1911 y que no volvería a alcanzarse hasta después de la Guerra Civil.

En la tabla 5 puede observarse la evolución de la producción total de energía, que se triplicó entre 1913 y 1925, desde 99 millones de kilovatios/hora a 240,3 millones doce años después. La producción hidráulica, en 1925 superaba los 227 millones de kWh. Creció dicha producción a una tasa anual media del 10,1% entre 1913 y 1925. Los costes de establecimiento, cuya cuantía en pesetas constantes aumentó a una tasa anual media del 8,2%, entre 1913 y 1925, se corresponden con la ampliación de la potencia total instalada por Hidrola en sus centrales hidroeléctricas, desde 9.000 kW, en 1910 a 60.000 kW en 1923, una vez concluida la construcción de Cortes de Pallás. La potencia total instalada por Hidroeléctrica Española aún había de duplicarse antes de 1936, según puede comprobarse en la tabla 6.

Las instalaciones de Cortes de Pallás, ya en funcionamiento, además de los saltos de Molinar y Villora, permitieron que la producción superara ampliamente los doscientos millones de kilovatios/hora, con un 97% de origen hidráulico, en 1924. La hidroelectricidad ofrecida por la compañía en 1924 superaba en 130 millones de kilovatios/hora la correspondiente a 1914, y en 88 millones de kilovatios/hora a la producida en 1916, cuando ya estaba en funcionamiento el salto de Villora.

La disminución del volumen de electricidad producida con vapor trajo consigo, a partir de 1922, un descenso de los costes de explotación, tanto a precios corrientes como en pesetas de 1913. Por el contrario, en los años inmediatamente anteriores, los costes de explotación, expresados en pesetas constantes, habían experimentado un sensible aumento. Dado que las tarifas máximas por unidad producida permanecieron invariables hasta 1922 —debido a la regulación oficial del mercado—, resulta fácil imaginar la profunda preocupación que en sus gestores suscitaba la evolución de la sociedad en estos años.

Tras las graves dificultades de todo orden acumuladas entre 1917 y 1922, Hidroeléctrica Española, gracias a la terminación de Cortes de Pallás, pudo hacer frente con normalidad a una demanda en continuo ascenso. Pero la acerba experiencia de esos años y, sobre todo la superación de los obstáculos surgidos en el salto de Dos Aguas, sirvieron para algo

TABLA 6 Evolución de la potencia instalada en las centrales hidroeléctricas de Hidroeléctrica Española, 1910-1935 (kilovatios)

| | POTENCIA | SALTO | RIO | GRUPOS | KW/GRUPO | KW/CENTRAL |
|------|----------|------------------|-----------|-----------|----------|------------|
| 1910 | 9.000 | Molinar | Júcar | 1.º y 2.º | 4.500 | 9.000 |
| 1912 | 18.000 | Molinar | Júcar | 3.º y 4.º | 4.500 | 18.000 |
| 1914 | 30.000 | Villora | Cabriel | 1.º y 2.º | 6.000 | 12.000 |
| 1922 | 45.000 | Cortes de Pallás | Júcar | 1.º | 15.000 | 15.000 |
| 1923 | 60.000 | Cortes de Pallás | Júcar | 2.º | 15.000 | 30.000 |
| 1925 | 62.500 | Tranco | Júcar | 1.º y 2.º | 1.250 | 2.500 |
| 1926 | 64.500 | Batanejo | Guadazaón | — | 2.000 | 2.000 |
| 1927 | 79.500 | Villora | Cabriel | 3.º | 15.000 | 27.000 |
| 1933 | 99.500 | Millares | Júcar | 1.º | 20.000 | 20.000 |
| 1933 | 119.500 | Millares | Júcar | 2.º | 20.000 | 40.000 |
| 1935 | 139.500 | Millares | Júcar | 3.º | 20.000 | 60.000 |

Fuente HE, Archivo, leg. 10007-2.

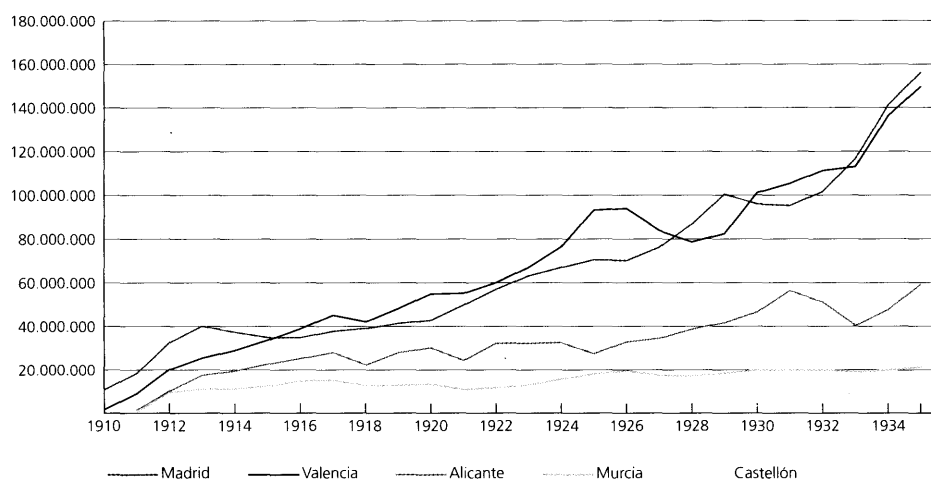
más: los responsables de Hidrola despejaron sus dudas acerca de las ventajas económicas de la expansión física de la sociedad mediante la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, así como quedó manifiesta la posibilidad de superar los problemas inherentes a dicha expansión por irresolubles que en un momento determinado pudieran parecer.

2.3 EL MERCADO DE HIDROLA Y LA REGULACIÓN DE LAS TARIFAS (1910-1924)

La evolución del mercado de Hidrola estuvo condicionado, como no podía ser de otra manera, por el desarrollo económico que experimentaron Madrid y la zona de Levante, esto es Valencia, Alicante, Murcia y Castellón. El consumo de la zona de Levante había sobrepasado al madrileño ya en 1912, siendo un 23% superior. Desde ese año hasta 1923 Madrid consumió un tercio de la electricidad producida por Hidrola. El comportamiento del consumo por provincias que muestra el gráfico 1 revela niveles de consumo muy similares en Madrid y Valencia.

Entre 1914 y 1924 la provincia con un mayor dinamismo fue, sin lugar a dudas, Valencia con un crecimiento anual acumulativo del 10,2%. La siguieron Madrid y Alicante con crecimientos del 6 y 5,3% respectivamente. El crecimiento de la provincia de Murcia fue menor, un 3,4% anual, a consecuencia del aletargamiento de la minería y la pérdida de importancia del puerto de Cartagena.

GRÁFICO 1 Evolución del mercado de Hidroeléctrica Española por provincias, 1912-1935
(kWh distribuidos)



Fuente: Memoria General, 1941.

A partir de 1913, como se ha visto más arriba, se impuso, en el mercado de Madrid, una situación de monopolio *de facto* entre las dos empresas distribuidoras de hidroelectricidad más importantes, Electra Madrid y Unión Eléctrica Madrileña. La mayoría de las empresas eléctricas menores de la capital acabaron vendiendo o arrendando sus instalaciones a Electra o a Unión. El duopolio de distribución se mantendría en Madrid durante las décadas siguientes. Electra y Unión adoptaron las mismas tarifas, además de otras condiciones de contratación y de reparto de ingresos abonados. De hecho, hubo superposición física de oferta entre ambas compañías en el mercado madrileño, con duplicidad de líneas en los mismos barrios, y en muchos casos, en las mismas calles. Aunque hubo desavenencias entre las empresas en alguna ocasión, por ejemplo, con motivo de los fuertes estiajes de 1918 y 1921, el acuerdo se mantuvo debido a las ventajas que proporcionó a ambas compañías. La gestión de cada una de las dos distribuidoras fue siempre independiente, así como sus respectivas estrategias de aprovisionamiento y de costes, y, por supuesto, fueron distintos los resultados económicos de una y otra⁶⁰.

Además del acuerdo entre distribuidoras existía el convenio entre productores para repartirse el mercado madrileño y hacer frente a la entrada de terceros. La estrategia de defensa del mercado frente a terceros explica la participación financiera de Hidrola y Unión, en 1922, en la sociedad de alumbrado público con monopolio concedido por el

Ayuntamiento, Gas Madrid, creada un año antes. Además de dichas compañías, eran copartícipes en esa iniciativa Electra y Santillana. Gas Madrid se hizo con la fábrica de la anterior sociedad encargada del alumbrado, que había sido incautada por el Ayuntamiento de Madrid en 1917. Las compañías eléctricas suscribieron el 36% del capital de la nueva empresa de alumbrado. Hidroeléctrica Española suscribió acciones de Gas Madrid por valor de 1,8 millones de pesetas⁶¹.

Hidrola, desde sus comienzos en Madrid, dirigió una atención preferente a los tranvías eléctricos, cuyo consumo tuvo una importancia determinante para su afirmación como compañía productora de energía en la capital del reino. En 1917, el suministro a la compañía de tranvías madrileños absorbió el 34% de la producción de Hidrola. El reparto del mercado entre las dos grandes eléctricas impulsó la participación mancomunada de Hidrola y Unión en la Sociedad Madrileña de Tranvías, creada en 1921, con un reparto del suministro del 75 y del 25%, respectivamente. Ambas eléctricas acordaron un abastecimiento al 50% cada una, en 1925. A este último acuerdo corresponde el convenio de suministro con la Compañía del Metropolitano de Madrid, también al 50% entre las dos compañías eléctricas⁶².

Hidrola pronto se convirtió en la mayor productora de electricidad de la región de Valencia. La mayor amenaza a la que se enfrentaba la compañía no procedía de dentro de la región donde las empresas eran de pequeñas o medianas dimensiones. El desarrollo de la industria eléctrica de Cataluña de finales de la primera década e inicios de la siguiente, apuntaba una expansión de la Canadiense hacia el sur. Durante 1917 Hidrola mantuvo varias conversaciones con la Catalana de Gas y Electricidad para estudiar la entrada de Hidrola en Cataluña y perturbar el mercado de Riegos y Fuerzas del Ebro. Esta era la respuesta de Hidrola al conocer que la Canadiense había realizado varios estudios para distribuir directa o indirectamente electricidad a la zona valenciana⁶³. No fue necesario, pues la Canadiense e Hidrola llegaron a un acuerdo «de desarrollar su respectivo negocio en las zonas en que se hallaban establecidas no cruzando el Ebro, línea divisoria de los respectivos negocios»⁶⁴. La amenaza de la Canadiense no se hizo realidad hasta mediados de los años veinte y de una forma que no era la esperada. Así pues podemos afirmar que Hidrola controló el mercado de generación de electricidad de Levante hasta la tercera década del siglo xx.

En el mercado de distribución de la ciudad de Valencia, la distribuidora de Hidrola no se encontraba en situación de monopolio. Electra Valenciana compartía el mercado, entre otras compañías, con Valenciana de Electricidad, Gas Lebón, y Electro-Hidráulica del Turia. Con las dos últimas empresas llegó a un acuerdo antes de la constitución formal de la Electra⁶⁵. A finales de 1913 Trorobidge, vicepresidente de la Canadiense y poseedor del 85% de las acciones del Turia, contactaba con Hidrola para negociar la formación de una entidad que integrara a todas las empresas de Valencia⁶⁶. Esta vía no fructificó y, en cambio, se optó por los acuerdos entre empresas que permitían mantener la independencia de éstas hasta que Electra acabó absorbiendo a dos de las tres compañías. En mayo de 1914,

Lebón y Electra firmaron un contrato por el cual la compañía del gas renunciaba a ampliar su negocio eléctrico y acordaba un precio mínimo del gas con destino a alumbrado y fuerza para que no impidiera el desarrollo del mercado eléctrico⁶⁷. Las relaciones entre Gas Lebón y Electra se fueron estrechando, primero, en abril de 1917, unificaron sus servicios, y, después, en 1921, la red de Lebón dentro del término municipal de Valencia pasó a ser propiedad de Electra Valenciana⁶⁸. Un camino similar siguió Electra con Electro-Hidráulica del Turia, celebrando un convenio en 1918 y adquiriendo el negocio cuatro años después⁶⁹. La compra de las redes de Lebón y de Electro-Hidráulica del Turia consolidaba la posición dominante de Electra frente a la Valenciana de Electricidad. La imagen de un mercado repartido entre dos empresas se vio alterado por la aparición de la Cooperativa Valenciana de Electricidad fundada por elementos de la industria y el comercio de la ciudad bajo las expectativas que generó SAFE. A partir de 1922 Electra empezó a sentir la competencia de la Valenciana de Electricidad y en menor medida la de la cooperativa. La competencia intermitente y de variada intensidad continuó durante los años siguientes llegando a su punto culminante al final de la década y principios de los años treinta.

Por lo que se refiere al mercado de la provincia, Hidrola optó por ejercer de suministrador a las empresas presentes en las diferentes localidades. Entre estas empresas se encontraban importantes productoras térmicas como Gas Lebón, con quien Hidrola firmó un contrato de suministro en 1914. Para estas empresas el suministro de Hidrola suponía una clara reducción de los costes de producción aunque conllevaba su pérdida de independencia. El suministro de Hidrola se dirigió también a empresas hidroeléctricas de pequeñas o medianas dimensiones que habían llegado a su máxima capacidad productiva y decidieron adquirir la electricidad en vez de realizar ampliaciones. El tercer tipo de empresa eléctrica que compró electricidad a Hidrola fueron las puramente distribuidoras, que no contaban con medios de producción propios, como fue el caso de Volta que desde su creación distribuyó la electricidad de Hidrola.

Los contratos que Hidrola firmó con las empresas eléctricas contemplaban la potencia máxima a suministrar. En el caso que el comprador requiriera mayor potencia debía solicitar la aprobación de la productora. El distribuidor se comprometía a pagar un consumo mínimo referido en pesetas que aumentaba cada año. En los contratos Hidrola prohibía el suministro a abonados de potencia superior a los cien caballos, mercado que se reservaba para suministrar directamente. También acostumbraban a incluir una cláusula de exclusividad por la que Hidrola se comprometía a no distribuir electricidad en determinadas localidades. Esto no fue óbice para que distribuidoras que recibían electricidad de Hidrola entraran en competencia. Las distribuidoras, gracias al aumento de electricidad disponible procedente de Hidrola, pudieron aumentar su radio de acción y expandirse hacia nuevas localidades. Inevitablemente, ello generó situaciones de competencia durante la segunda y tercera década del siglo XX.

En España, la contención del índice general de precios por parte de las empresas hidroeléctricas, en términos tanto absolutos como relativos, durante la década de 1910 y primeros años de la siguiente, explica, en buena medida, el incremento de su consumo. La relación de consumo entre hidroelectricidad y carbón era de 1 a 33,5 en 1910, mientras que en 1920 la proporción era de 1 a 6, y en 1930 de 1 a 4,6⁷⁰. La preferencia por el consumo de electricidad, antes que de carbón, manifestada por los consumidores de energía, a lo largo del primer tercio del siglo XX, tiene su principal fundamento en la relación creciente entre el precio de la hulla y el de la electricidad en ese tiempo. Ciertamente, tras un llamativo ascenso de los precios del carbón, tanto nacional como extranjero, entre 1913 y 1920, los precios de este combustible disminuyeron durante los años sucesivos, aunque en 1929 el precio de la hulla —medido en pesetas por tonelada— era un 75% más alto que en 1913. Asimismo puede confirmarse en España un aumento del precio de la hulla respecto al de la electricidad entre 1913 y 1929, aunque de mucha menor relevancia. Por consiguiente, la relación del precio de la hulla respecto al de la electricidad evolucionó en una dirección favorable a esta última forma de energía⁷¹.

Antes de 1916 los precios de la electricidad no estuvieron sometidos a ninguna regulación a menos que ésta fuera municipal. Este fue el caso de Madrid y Valencia. En la capital el convenio firmado en 1910 entre Electra de Madrid y el Ayuntamiento, del que ya hemos hecho mención, establecía la tarifa máxima de alumbrado a 0,60 pesetas el kWh y la de fuerza a 0,25 pesetas. Estas tarifas estarían vigentes durante la duración del convenio que era de sesenta años. El acuerdo de 1913 entre Electra y Unión Eléctrica Madrileña para terminar con la competencia significó que las tarifas máximas quedaron reguladas en el término municipal de Madrid. Dichas tarifas estuvieron vigentes hasta la subida autorizada de 1923.

En Valencia la regulación fue similar. El contrato de alumbrado público eléctrico firmado entre Hidrola y el Ayuntamiento de aquella ciudad establecía el precio máximo al que Hidrola podía vender a los habitantes del término municipal desde el primero de enero de 1910 hasta finales de diciembre de 1939. Para cumplir con el convenio cuando Hidrola fundó Electra Valenciana incluyó en los estatutos la base octava en la que se establecía que Electra no podría vender energía a precios superiores a los fijados en el convenio entre el Ayuntamiento e Hidrola. Así pues las tarifas de alumbrado oscilaban según el consumo entre 0,65 pesetas kWh para consumos inferiores a 5 kW y 0,605 pesetas para consumos superiores a 50 kW. La tarifa máxima de fuerza era de 0,20 pesetas el kWh⁷².

En España la regulación estatal de tarifas se inició con la Ley de Subsistencias del 23 de noviembre de 1916 que en su artículo 21 contemplaba la posibilidad de establecer un precio regulador para cualquier alimento o materia prima. Sin embargo, no existió una regulación específica para las tarifas eléctricas hasta la Real Orden del 14 de agosto de 1920, cuando se dispuso la congelación de las tarifas vigentes. A partir de aquel año las empresas debían conseguir la autorización estatal para aumentar sus precios.

TABLA 7 Tarifas máximas de la electricidad en Madrid 1914-1925 (pesetas constantes por kWh)¹

| | TARIFA MÁXIMA DE LUZ | TARIFA MÁXIMA DE FUERZA |
|------|----------------------|-------------------------|
| 1914 | 0,60 | 0,25 |
| 1915 | 0,56 | 0,23 |
| 1916 | 0,52 | 0,22 |
| 1917 | 0,48 | 0,20 |
| 1918 | 0,39 | 0,16 |
| 1919 | 0,34 | 0,14 |
| 1920 | 0,32 | 0,13 |
| 1921 | 0,32 | 0,13 |
| 1922 | 0,33 | 0,14 |
| 1923 | 0,40 | 0,20 |
| 1924 | 0,38 | 0,19 |
| 1925 | 0,37 | 0,19 |

Fuente: Aubanell (2001), II, p.598.

¹ Son tarifas del Comité Mixto, las mismas para Cooperativa Electra Madrid y Unión Eléctrica Madrileña. Pesetas de 1914.

Las tarifas eléctricas en Madrid se mantuvieron constantes, en términos nominales, es decir, en pesetas corrientes, para luz y para fuerza, desde 1916 a 1922, y, tras una subida autorizada legalmente en este último año, siguieron estables hasta 1933. Sin embargo, la tendencia general de los precios en España fue marcadamente inflacionista entre 1916 y 1923, por lo cual la electricidad, en términos reales, se abarató en este período: en Madrid, la caída de los precios, en pesetas constantes, fue de un 46% para las tarifas máximas de luz, entre 1914 y 1921, y de un 48% para las tarifas máximas de fuerza. En 1923 las tarifas eléctricas fueron legalmente elevadas en un 17%, y se mantuvieron estables durante los diez años siguientes⁷³. El índice de precios de consumo siguió una tendencia a la baja, salvo algunos pocos años, durante la década de 1920⁷⁴. La conjunción de abaratamiento del coste de la vida con la elevación legal de las tarifas hizo que, en Madrid, el precio máximo real de la electricidad subiera un 25% para la luz, y un 53% para la fuerza, entre 1921 y 1923 [tabla 7].

Las tarifas eléctricas distaban de ser uniformes en España. En 1915, la tarifa eléctrica de Madrid —máxima para fuerza— era de 0,25 pesetas por kWh, y la vigente en Valencia de 0,20 pesetas. Algo más elevada era la de Cartagena, 0,25 pesetas por kWh, y mucho mayor la de Alicante, 0,46 pesetas por kWh⁷⁵. Las tarifas destinadas a los consumidores más modestos no eran tan distantes entre Madrid y Valencia. Las tarifas de tanto alzado vigentes en 1916 en Madrid eran de 1,8 pesetas al mes por una lámpara de filamento metálico de dieciséis bujías, siendo 2 pesetas al mes en la zona servida por Volta.

Esta diferencia desaparecía para las instalaciones de treinta y dos bujías que costaban en ambos mercados 3,5 pesetas al mes⁷⁶.

La estructura tarifaria era bastante diversa. Como acabamos de ver existía la tarifa a tanto alzado para consumos de electricidad pequeños con destino a alumbrado. Las tarifas de alumbrado por contador contaban con tres categorías: alumbrado general, comercios y establecimientos. En cada una de ellas había descuentos según el consumo realizado. En las tarifas aprobadas en Madrid en 1913, la tarifa alumbrado destinada al público general oscilaba entre las 0,60 pesetas para consumos inferiores a 50 kWh hasta las 0,525 pesetas para consumos superiores a 1.000 kWh y la de comercios era de 0,50 y 0,45 pesetas respectivamente. La tarifa de fuerza de las distribuidoras dependía de la potencia instalada y del consumo realizado. La tarifa máxima 0,25 pesetas correspondía a instalaciones de 1 a 5 kW que consumieran hasta 250 kWh, disminuyendo hasta 0,175 pesetas cuando el consumo fuera superior a 750 kWh. Para las instalaciones con una potencia comprendida entre los 15 y los 20 kW, pagaban 0,25 pesetas para consumos inferiores a 1.000 kWh descendiendo hasta 0,15 pesetas para consumos superiores a 2.000 kWh. Además existían tarifas de fuerza a tanto alzado para ascensores, a contador para usos domésticos y doble tarifa siendo el consumo realizado durante el día cobrado a 0,15 pesetas y durante la noche a 0,30 pesetas.

Las tarifas para los grandes abonados variaban enormemente dependiendo, entre otros factores, de la potencia contratada, los kilovatios consumidos, las horas de consumo al día y la estación del año. A partir de los datos sobre los consumos y pagos que realizaron los abonados de alta de las eléctricas madrileñas en 1917 se desprende que para consumos inferiores a los 50.000 kWh las tarifas oscilaban entre 0,12 y 0,15 pesetas el kWh y para consumos superiores a un millón de kilovatios hora era de 0,05 pesetas⁷⁷.

2.4 LA EVOLUCIÓN FINANCIERA Y LA RENTABILIDAD DE HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA DE 1913 A 1924

La cuenta de establecimiento —elementos de producción y distribución de energía eléctrica— de Hidrola pasó de producir 98 millones de kilovatios/hora en 1913 a 214 millones en 1924; los fondos de capital aumentaron en la misma dirección: el capital desembolsado entre 1913 y 1921 se duplicó, de veinte a cuarenta millones de pesetas y el volumen de obligaciones de casi doce millones de pesetas en 1914 —en 1913, sumaban sólo un millón de pesetas— a 56 millones en 1922 [tabla 8].

La construcción del salto de Vállora justificó la creación de doce millones de pesetas en obligaciones, decidida en la Junta General Extraordinaria celebrada el 27 de octubre de 1913. No parecía oportuno entonces el aumento de capital social por «la especial situación del mercado monetario», por lo que el director del banco de Vizcaya y

TABLA 8 Recursos propios y ajenos de Hidroeléctrica Española, 1913-1925
(millones de pesetas corrientes)

| | RECURSOS PROPIOS | | | RECURSOS AJENOS | | |
|------|-------------------------|-----------------------------------|---|-----------------|--------|---------------------|
| | CAPITAL DESEMBOLSADO | FONDOS DE RESERVA ¹ | FONDOS DE AMORTIZACIÓN INDUSTRIAL | OBLIGACIONES | BANCOS | EFFECTOS A PAGAR |
| 1913 | 20,0 | 0,1 | 0,4 | 1,0 | 6,3 | — |
| 1914 | 20,0 | 0,2 | 0,8 | 11,9 | 0,3 | — |
| 1915 | 20,0 | 0,2 | 1,7 | 11,9 | — | — |
| 1916 | 20,0 | 0,3 | 2,9 | 11,9 | — | — |
| 1917 | 20,0 | 0,5 | 3,9 | 11,9 | — | — |
| 1918 | 20,0 | 0,6 | 3,8 | 12,0 | — | 5,0 |
| 1919 | 20,0 | 0,6 | 3,9 | 27,0 | — | — |
| 1920 | 23,0 | 0,8 | 3,9 | 26,8 | 5,2 | — |
| 1921 | 40,0 | 0,8 | 4,3 | 26,3 | 1,2 | 13,3 |
| 1922 | 40,0 | 0,9 | 4,8 | 56,1 | 0,4 | 17,4 |
| 1923 | 40,0 | 1,0 | 1,3 | 55,8 | 1,5 | — |
| 1924 | 40,0 | 1,5 | 1,3 | 55,5 | 0,8 | 17,1 |
| 1925 | 51,9 | 1,9 | 2,7 | 60,4 | 0,5 | 17,7 |

Fuente: HE, *Memorias*.

1. Esta cuenta se compone del fondo de reserva estatutaria y del fondo de previsión.

consejero de Hidrola, Enrique Ocharan, propuso la emisión de títulos provisionales, provistos de interés regular, convertibles posteriormente en acciones u obligaciones. El marqués de Aldama, también consejero, además de uno de los socios principales de la casa de banca Aldama y Compañía, se pronunció directamente por la creación de obligaciones, aprobando el Consejo esta proposición, que preveía un tipo de interés del 6%, amortizable en treinta años, con un valor por título de 500 pesetas. La emisión de obligaciones fue colocada en su totalidad en Madrid y Bilbao⁷⁸.

Otras razones aducidas por el Consejo de Administración, para respaldar esta primera emisión de obligaciones, fueron la conveniencia de saldar la cuenta de acreedores extranjeros —probablemente originada por la adquisición de material eléctrico de importación— y la cancelación de la deuda que la compañía había contraído con la Banca Aldama, en 1909, que ascendía, cuatro años más tarde, a más de seis millones de pesetas⁷⁹. Las obligaciones de 1913 fueron emitidas con la cláusula de que la sociedad se reservaba el derecho a reducir el tipo de interés hasta el 4%, a partir de 1919, aunque con el derecho, por parte de los obligacionistas, de que les fuera reembolsado, en este caso, el importe del valor nominal de los títulos si así lo deseaban⁸⁰.

La Junta Extraordinaria de Accionistas de Hidroeléctrica Española celebrada el 14 de diciembre de 1918 acordó el aumento de capital efectivo en veinte millones de pesetas,

hasta los mencionados cuarenta millones. Se aprobó, además, la creación de trescientas mil nuevas obligaciones de 500 pesetas cada una, amortizables en cincuenta años, con el 5% de interés, y con la garantía del salto de Villora, las instalaciones de Valencia y las líneas de Molinar a Valencia y de Villora a Olmedilla. Las trescientas mil obligaciones fueron tomadas, para su posterior colocación, por el Banco de Vizcaya, la casa Aldama y Compañía, y el banco Hispanoamericano, todos ellos representados en el Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española⁸¹.

No sólo la cuantía de los pasivos de la empresa varió entre 1913 y 1919. También lo hizo su estructura. En 1913 eran los pasivos propios —capital y fondos de previsión y reserva— los que representaban la mayor proporción, más del 70%, de los recursos financieros de la sociedad. En 1919, los pasivos propios, 20,6 millones de pesetas, eran inferiores en volumen a los ajenos, 27 millones de pesetas. En 1922 esta desproporción persistía: las obligaciones sumaban 56,1 millones de pesetas, frente a 55,8 millones de pesetas de recursos propios.

El crédito bancario y el endeudamiento a corto plazo, según puede apreciarse en la tabla 8, fueron también recursos financieros a los que acudió Hidrola repetidas veces y, según hemos visto, así lo hizo desde sus primeros años. El endeudamiento a corto plazo fue en aumento a partir de 1920. Sin embargo, la proporción de créditos bancarios y efectos a pagar respecto al total de obligaciones emitidas —deuda a largo plazo— era del 32% en 1924. La suma de créditos bancarios, en este año, no llegaba al millón de pesetas, mientras que los efectos a pagar alcanzaban los 17,1 millones de pesetas⁸².

Por otra parte, Hidroeléctrica Española también tenía fondos propios invertidos en otras empresas. Se han mencionado más arriba los casos de Gas Madrid, de la Sociedad Madrileña de Tranvías o del Metropolitano Alfonso XIII entre otros. Todos estos intereses respondían a los intereses mancomunados de Hidrola con otras sociedades eléctricas de Madrid. Pero fuera de este ámbito, la compañía mantuvo otras inversiones. En los primeros meses de 1919, Hidroeléctrica Española participó en la suscripción de acciones del Banco de Crédito Industrial, creado por iniciativa del Gobierno como instrumento de financiación de la inversión industrial en España. La participación inicial de Hidrola en el Banco de Crédito Industrial fue de 300.000 pesetas.

En 1917 se puso en conocimiento de los accionistas de Hidrola que esta sociedad, junto con otras del mismo grupo, vinculadas todas ellas al Banco de Vizcaya (Electra del Viesgo, Cooperativa Electra Madrid, Unión Eléctrica Vizcaína, Unión Eléctrica de Cartagena y Electra Valenciana), había comprado la Sociedad Electra de Lima en Portugal⁸³. La compra de siete mil acciones, cada una de 500 pesetas, de las ocho mil que la sociedad portuguesa tenía, se hizo a la par. Electra de Lima era concesionaria del salto del Lindoso, situado en el río de su nombre, y su aprovechamiento permitía distribuir energía en las regiones industriales de Oporto y Braga. Hidroeléctrica Española participaba con

el 25% en la propiedad de Electra de Lima. Antonio Basagoiti fue nombrado presidente del Consejo de Administración de Electra de Lima al cual también pertenecían el marqués de Arriluce de Ybarra, el marqués de Villarreal de Álava, Antonio Carlevaris, Alejandro González Heredia y Juan Urrutia, todos ellos en representación de Hidroeléctrica Española. A su vez, Electra de Lima era propietaria del 50% de las acciones de Unión Eléctrica Portuguesa, sociedad domiciliada en Oporto y creada con el fin de distribuir en la región de Oporto la energía que Lima producía, así como complementar la colocación de hidroelectricidad por medio de sus propias centrales térmicas⁸⁴. En 1921, a Hidrola correspondió la inversión de 1,9 millones de pesetas en 4.242 obligaciones de Electra de Lima.

En 1921 fue creada la SICE (Sociedad Ibérica de Construcciones Eléctricas) con el fin de fabricar material eléctrico a partir de patentes y sistemas de la empresa norteamericana General Electric y de su filial francesa Thomson Houston. Hidrola suscribió el 35% de la nueva empresa⁸⁵. En SICE participaban, además, Electra de Madrid y Unión Eléctrica Madrileña. Un precedente directo de SICE fue SEI (Sociedad de Electrificación Industrial), constituida en 1919 con el concurso de diferentes empresas, entre ellas el Banco de Vizcaya, Hidroeléctrica Ibérica, Hidroeléctrica Española y otras afines a las anteriores. Su objeto era la fabricación de material eléctrico, la electrificación de los transportes y la proyección y construcción de grandes saltos de agua. En 1920, SEI abandonó su propósito de fabricar material eléctrico y a raíz de esta decisión comenzó a proyectarse SICE. Esta última empresa influyó de manera notable en el incremento de la adquisición de material de origen norteamericano por las compañías eléctricas españolas. Tanto en los Consejos de Administración de SEI como de SICE, Hidrola designó vocales representantes, siendo nombrado presidente de los mismos el marqués de Arriluce de Ybarra⁸⁶.

La rentabilidad de Hidrola en el período 1913-1923 acusó los graves perjuicios, sucesivamente surgidos en la ampliación y explotación de la empresa durante los años de la Guerra Mundial y los inmediatamente posteriores. En la tabla 9 puede apreciarse como, a partir de 1917, el margen de beneficio —los productos netos obtenidos— se reducen considerablemente, sobre todo en los excepcionales ejercicios de 1918 y 1921. Fue el incremento de los costes variables, según se deduce de estas cifras, el responsable de tan pobres resultados, y no el descenso de los ingresos brutos, los cuales sólo experimentaron una flexión, inferior al 10%, en 1921. La reducción del producto neto se correspondió, entre 1918 y 1921, con una suspensión de la dotación de la partida de amortización del material industrial antes que con la anulación de los productos líquidos, resultante de restar dicha partida de amortización de aquel producto. De todos modos, el producto líquido de 1918 y 1921 no alcanzó el millón de pesetas —600.000 pesetas, según la memoria de ese ejercicio—, cuando el capital efectivo que aparece en el balance publicado era ya de 40 millones de pesetas; en otras palabras, el dividendo real de 1921 fue del 1,5%. En 1923 y, sobre todo, en 1924 y 1925, los productos líquidos representaron sumas importantes, con incrementos

TABLA 9 Ingresos, gastos y beneficios de Hidroeléctrica Española, 1910-1925
(millones de pesetas corrientes)

| | INGRESOS BRUTOS ¹ | GASTOS VARIABLES ² | PRODUCTOS NETOS | AMORTIZACIÓN DE MATERIAL INDUSTRIAL | PRODUCTOS LÍQUIDOS |
|------|---------------------------------|----------------------------------|--------------------|---|-----------------------|
| 1913 | 4,6 | 3,5 | 1,1 | 0,4 | 0,7 |
| 1914 | 5,2 | 3,6 | 1,6 | 0,4 | 1,2 |
| 1915 | 6,0 | 2,9 | 3,1 | 1,1 | 2,0 |
| 1916 | 6,8 | 3,2 ³ | 3,6 | 1,2 | 2,4 |
| 1917 | 7,6 | 4,0 ⁴ | 3,6 | 1,0 | 2,6 |
| 1918 | 7,3 | 6,7 ⁵ | 0,6 | — | 0,6 |
| 1919 | 9,1 | 5,4 | 3,7 | — | 3,7 |
| 1920 | 10,8 | 8,5 | 2,3 | — | 2,3 |
| 1921 | 9,8 | 9,0 | 0,8 | — | 0,8 |
| 1922 | 11,3 | 8,5 | 2,8 | 0,5 | 2,3 |
| 1923 | 13,4 | 9,6 | 3,8 | — | 3,8 |
| 1924 | 15,7 | 8,5 ⁶ | 7,2 | 1,2 | 6,0 |
| 1925 | 17,4 | 9,5 | 7,9 | 1,4 | 6,5 |

Fuente HE, *Memorias*.

¹ Ingresos de la explotación más remanente y resultados del ejercicio anterior más intereses y beneficios de la cartera de valores, más producto de fincas.

² Gastos de explotación más gastos financieros.

³ Se incluyen 0,2 millones de pesetas por impuestos a liquidar.

⁴ Se incluyen 0,3 millones de pesetas por impuestos a liquidar.

⁵ Se incluyen, como gastos, resultados negativos del ejercicio anterior por 90.000 pesetas.

⁶ Se incluyen, como gastos, resultados negativos del ejercicio anterior por 185.950 pesetas.

claramente superiores a los experimentados por los costes variables. Sin embargo, la partida destinada a amortización de material industrial —según se puede comprobar en la tabla 9— no aumentó en la misma proporción que los productos líquidos.

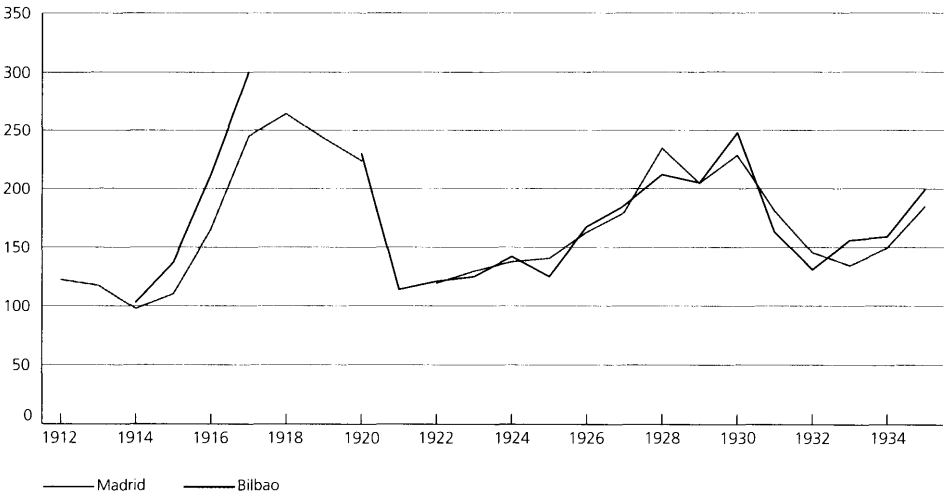
En la tabla 10 se especifican los beneficios líquidos —es decir, los productos netos de cada ejercicio, deducidas las cantidades destinadas a amortización del material industrial— y los beneficios distribuidos. Puede observarse que, en los ejercicios primeramente recogidos, de 1913 a 1916, los dividendos repartidos a los accionistas representaban más del 80% de los beneficios líquidos. Posteriormente, esta proporción disminuyó sensiblemente, con las excepciones de 1920 y 1921. En estos últimos ejercicios, las diversas dificultades acumuladas, año tras año, hicieron que las cotizaciones de las acciones de Hidro la experimentaran una caída profunda. En tales condiciones, los gestores de la sociedad creyeron imprescindible repartir la totalidad de los beneficios entre los accionistas, como se hizo en 1920, e incluso acudir a otros recursos para pagar un dividendo del 3% sobre el capital desembolsado. El final de este ciclo negativo —estiajes, dificultades en la

TABLA 10 Beneficios líquidos y distribuidos por Hidroeléctrica Española, 1913-1925
 (pesetas corrientes y porcentaje)

| | 1 | 2 | 3 | 4 |
|------|--|---|------------------------------------|----------------------------|
| | BENEFICIOS LÍQUIDOS (MILLONES DE PESETAS) | DIVIDENDO (PORCENTAJE SOBRE CAPITAL) | DIVIDENDO (MILLONES DE PESETAS) | PROPORCIÓN DE 3 SOBRE 1 |
| 1913 | 0,7 | 3 | 0,6 | 87 |
| 1914 | 1,2 | 5 | 1,0 | 83 |
| 1915 | 2,0 | 8 | 1,6 | 80 |
| 1916 | 2,4 | 10 | 2,0 | 83 |
| 1917 | 2,6 | 10 | 2,0 | 77 |
| 1918 | 0,6 | — | — | — |
| 1919 | 3,7 | 10 | 2,0 | 54 |
| 1920 | 2,3 | 10 | 2,3 | 100 |
| 1921 | 0,8 | 3 | 1,2 | 150 |
| 1922 | 2,3 | 4 | 1,6 | 69 |
| 1923 | 3,8 | 7 | 2,8 | 73 |
| 1924 | 6,0 | 10 | 4,0 | 66 |
| 1925 | 6,5 | 10 | 4,0 | 61 |

Fuente HE, *Memorias*.

GRÁFICO 2 Cotización media anual de las acciones de Hidroeléctrica Española
 en Madrid y Bilbao



Fuente Bilbao: HE, *Memoria General*, 1941 y Madrid: *Boletín de Cotización Oficial de la Bolsa de Comercio de Madrid*, 1914-1935.

TABLA 11 Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española 1913-1924

| | 1913 | 1914 | 1915 | 1916 | 1917 | 1918 | 1919 | 1920 | 1921 | 1922 | 1923 | 1924 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| PRESIDENTE | | | | | | | | | | | | |
| Fernando M. ^a de Ybarra, marqués de Arriñuce de Ybarra | | | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| VICEPRESIDENTES | | | | | | | | | | | | |
| Fernando M. ^a de Ybarra | • | • | | | | | | | | | | |
| José María de Palacio y Palacio, marqués de Villareal de Alava | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| DIRECTOR GENERAL Y VOCAL | | | | | | | | | | | | |
| Juan Urrutia | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| VOCALES | | | | | | | | | | | | |
| Enrique Gosálvez ¹ | • | • | • | • | • | | | | | | | |
| Antonio Basagoiti | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Pedro de Orúa | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| César de la Mora | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Francisco de Ussia, marqués de Aldama | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Antonio de Garay | | | | | | | • | • | • | • | • | • |
| Enrique Ocharan | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Antonio Carlevaris ² | • | • | • | • | • | • | • | • | | | | |
| José de Velasco, marqués de Unzá del Valle | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Juan Basterra | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Emilio Luanco | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| José Luis de Ussia, conde de los Gaitanes | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Alfonso de Aguilar, conde de Aguilar | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Ernesto de Ugalde | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Alejandro González-Heredia | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| SECRETARIO GENERAL | | | | | | | | | | | | |
| Leandro Pinedo | • | • | • | • | • | • | • | • | • | | | |
| Emilio de Usaola | | | | | | | | | | | • | • |

Fuente: HE, *Memorias*.

1 Dimite en 1918.

2 Fallecido en 1921.

construcción de Dos Aguas — dio paso, como puede verse en el gráfico 2, a un nuevo período de auge en las cotizaciones hasta 1924.

Los beneficios líquidos no repartidos en forma de dividendo se destinaban al Fondo de reserva (en un 5%), a remunerar al Consejo de Administración (en un 7,5%), al pago de impuestos sobre dividendos, al Montepío del personal y al remanente para el ejercicio siguiente. En 1924 se destinó a este último concepto, junto con al pago de los impues-

tos, el 20% del beneficio líquido logrado en ese año. En 1925 el mismo porcentaje fue del 17%. Aunque Hidrola, en estos años, repartió dividendos superiores a otras compañías eléctricas, limitó al 10% la proporción de beneficios sobre el capital desembolsado, en el convencimiento —expresado abiertamente en el consejo por José Luis de Oriol— de que no convenía «dar la sensación de una retribución desproporcionadamente elevada en servicios públicos, como los que tiene a cargo esta sociedad»⁸⁷. Este criterio llevaría, entre otras cosas, a incrementar, de modo apreciable, la cifra de capital efectivo.

En la tabla 11 figuran los miembros del Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española entre 1913 y 1924. En la presidencia de la sociedad es preciso decir, ante todo, que Lucas Urquijo, uno de los tres ideadores que tuvo la empresa, había dimitido del cargo de presidente en 1909. Nombrado entonces presidente de honor, murió tres años después. José Luis de Oriol, nombrado para sustituir al anterior en 1909, dimitió de la presidencia en 1912. En 1915 fue finalmente nombrado para dicho puesto el marqués de Arriluce de Ybarra, Fernando María de Ybarra, quien lo ocuparía hasta su trágica muerte en la Guerra Civil. Juan Urrutia, otro de los tres responsables originales de que se hiciera realidad el proyecto de Hidrola, murió en 1924, a los 58 años. Por lo demás, como puede verse en la tabla 11, hubo muy pocas variaciones en la composición del Consejo de Administración de Hidrola en estos años.

3 HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA, 1925-1936: EL FIN DEL PRIMER CICLO EXPANSIVO

La estrategia empresarial de Hidroeléctrica Española, entre 1924 y 1933, al igual que en la etapa precedente, estuvo dirigida a ampliar su capacidad productiva mediante la construcción de nuevas y sucesivas obras de infraestructura, en el cauce del río Júcar, así como por medio del perfeccionamiento de las centrales térmicas en diferentes puntos de su red de generación y distribución de energía. En otras palabras, el objeto principal de Hidrola fue la expansión física de la empresa como anticipada respuesta a un previsto y continuado aumento de la demanda de energía. A la vez, se tuvo siempre en consideración la necesidad de renovar los elementos tecnológicos instalados para el transporte y distribución de electricidad, así como también para un mejor aprovechamiento del caudal disponible. La primera de estas realidades fue el salto del Molinar; la última, antes de 1936, el salto de Millares, la segunda parte del proyecto de Dos Aguas. Hubo una obra más prevista en este período, el embalse de Alarcón, que no se llegaría a construir hasta 1942, una vez acabada la Guerra Civil.

Precisamente la guerra de 1936 fue una de las causas, sin duda la principal, del final de este primer ciclo expansivo de Hidrola. Pero hubo también otras manifestaciones de un apreciable cambio de tendencia a partir de los últimos años de la década de 1920. En primer lugar, la crisis económica de 1929 y años posteriores se tradujo en un estancamiento del mercado de electricidad en las zonas servidas por Hidrola: Madrid, la región valenciana y las comarcas mineras de Cartagena. La construcción del salto de Millares, terminada en 1932, representó una extraordinaria ampliación, hasta duplicarla, de la capacidad productiva de Hidroeléctrica Española. Esta coincidencia temporal del aumento del potencial energético con la crisis económica —aunque hubo signos de recuperación en 1934 y 1935— explica que en la primera mitad de la década hubiese un sobrante de electricidad superior a los 250 millones de kWh anuales. Por último, la expansión regional de la empresa se encontró con una creciente competencia por parte de otras entidades productoras de electricidad, sobre todo en la región valenciana. El acuerdo de Hidrola con otras sociedades productoras y distribuidoras de energía, no siempre de fácil resolución, fue la salida que se entendió más acorde con las difíciles circunstancias del mercado en el decenio de 1930.

3.1 EL AUMENTO DE PRODUCCIÓN DE HIDROLA ENTRE 1925 Y 1936

A mediados de la década de 1920, uno de los objetivos fundamentales fue la complementación de las instalaciones productivas existentes desde hacía algunos años, a fin de lograr un aprovechamiento más regular de los recursos hídricos y una productividad mayor de los elementos transformadores y distribuidores. En pocas palabras, se trataba de adaptar las condiciones de producción de los saltos de agua a las características del consumo. El incremento de eficacia buscado en todos los saltos era del 25% como mínimo. Un claro ejemplo de esta disposición fue la adquisición de los saltos del Tranco del Lobo —que empezó a prestar servicio en enero de 1925— y de Batanejo, que entró en funcionamiento un año después. El salto del Tranco del Lobo, incorporado a Hidrola en condiciones ventajosas, según manifestó el Consejo de Administración de esta última, estaba situado en el río Júcar, catorce kilómetros aguas arriba del salto del Molinar. Su ventaja primera era, precisamente, la de poder estabilizar la producción de este aprovechamiento⁸⁸.

Por lo que se refiere a las instalaciones de Batanejo, es preciso remontarse a los años 1915 y 1916, cuando —según se ha visto más arriba— se creyó necesario regular el río Guadazaón, mediante una presa y embalse de quince metros de altura, que compensaba parcialmente las alteraciones que experimentaba en su funcionamiento la central de Villora. Años más tarde, en 1924, dentro de la preocupación de mejorar el aprovechamiento de los recursos disponibles, se pensó que, con sus características de entonces, la

presa de Batanejo no bastaba para almacenar la reserva de agua indispensable en los meses de riego. En esos momentos se decidió construir el embalse de Bujioso en el río Cabriel, aguas arriba de la toma del salto, y un tercero como contraembalse —llamado La Lastra— aguas abajo de la central, con una capacidad conjunta de dos millones de metros cúbicos⁸⁹. Por otra parte, el nuevo salto de Batanejo, de 71 metros de altura, capaz de alimentar un grupo de 2.040 kW, situado cerca del de Vállora, tuvo un coste relativamente reducido, inferior a los dos millones de pesetas. La central de Batanejo, complementaria de la de Vállora, producía energía con el objeto básico de responder a las horas de máximo consumo. Este salto, con capacidad prevista de 2.000 kW, fue inaugurado en 1926. Un año después funcionaban con normalidad los embalses reguladores de La Lastra y del Bujioso. En 1927 se montó, en Vállora, un nuevo grupo hidroeléctrico de 17.000 kW⁹⁰.

Los avances en las infraestructuras hidráulicas de Hidrola no postergaron la necesaria renovación de las centrales termoeléctricas. En el caso concreto de la central de Madrid, en 1924 se introdujeron dos nuevas calderas Babcock Wilcox, de modo que, sin prescindir de las antiguas, fue posible conseguir una reserva de vapor de 13.000 kW. También se renovó la línea de Olmedilla a Madrid, de 160 kilómetros de longitud. La nueva línea de transporte, similar a la de Molinar-Dos Aguas-Valencia, incorporaba columnas metálicas de veinte metros de altura, seis cables de aluminio y aislamiento de cadena. La tensión se elevaría a 132.000 voltios. Se logró alcanzar, de este modo, una capacidad triple de la primitiva, con una considerable reducción de los costes de producción. Asimismo, se esperaba limitar el volumen de energía térmica que era necesario producir para cubrir el consumo de Madrid durante algunos meses del año⁹¹.

La estación transformadora de Olmedilla —el punto crucial de la energía producida en Molinar y Vállora con destino a Madrid— también hubo de experimentar una importante renovación. En 1925, se montaron tres transformadores monofásicos de 10.000 kW cada uno, con una relación de transformación de 66.000/132.000 V, a fin de elevar a 132.000 V la tensión de la energía recibida de las mencionadas centrales hidráulicas. Además, se sustituían los conductores de cobre por otros de aluminio, para transportar, en caso necesario, el doble de la energía que ya conducía la línea Olmedilla-Madrid, hasta alcanzar una capacidad superior a 25.000 kW. Olmedilla, por otra parte, se encontraba conectada por línea independiente con los saltos de Molinar, Tranco del Lobo y Cortes de Pallás. Con todo ello, podía pensarse, a mediados de la década de 1920, en un próximo transporte a Madrid de 40.000 kW⁹².

Los esfuerzos realizados, a fin de multiplicar el suministro de electricidad al mercado madrileño, a lo largo de los años veinte, no mermó la atención debida, por los gestores de Hidrola, al otro gran espacio servido por la sociedad, el valenciano. En realidad, el período 1925-1935 fue para Hidroeléctrica Española, de una continuada ampliación de sus instalaciones y líneas en aquella región. Un consumo eléctrico de elevado nivel, por encima

de la propia capital del Estado, justificaba esta redoblada atención. En 1934, la producción por habitante de Valencia, Castellón y Alicante, y de Murcia, alcanzaba los 236 kW por habitante, por detrás de Cataluña — 372 kW por persona — y el País Vasco y Navarra, con 403 kW por habitante. En cuarto lugar, tras los tres conjuntos anteriores, figuraba el de Asturias y Santander, con 228 kW per cápita, y Madrid, con 205 kW por habitante⁹³.

En 1925 se reconocía el progresivo aumento del consumo en la región valenciana. Por ello, se procedió a dotar de nuevos elementos a la central de Valencia, capaces de incrementar la recepción y transformación de energía a 37.500 kW. En Alcoy también se renovó el equipamiento, a fin de lograr, en 1925, una capacidad de transformación de 12.000 kW. Sagunto, San Vicente (Alicante) y Cartagena, además de Alcoy, fueron otros tantos puntos en los cuales los transformadores entonces instalados alcanzaban una relación de transformación de 66.000/6.000 ó 66.000/11.000, a diferencia de los de Madrid, Valencia, Olmedilla y Dos Aguas, que estaban previstos para elevar o reducir la tensión con relación al límite máximo de 132.000 V⁹⁴.

La completa renovación de las líneas de transporte y distribución de energía en el espacio mediterráneo servido por Hidrola fue una tarea de singular actividad en este período. Deben mencionarse, por orden de realización, la línea de transporte de Alcoy a Alicante y, más al sur, de Molinar a Cartagena, pasando por Cieza, entre 1924 y 1926. En este último año se empezó a instalar una línea, nueva, como las anteriores, de Valencia a Alcira, capaz de un transporte de energía a 66.000 V, y también una subestación de recepción y transformación que sirviera al enlace con el salto de Millares, que entonces se estaba construyendo como segunda parte del proyecto de Dos Aguas. Se pretendía, con estas nuevas instalaciones, alimentar de electricidad a Valencia por un nuevo y diferente trazado que asegurara el suministro a esa región, intensificando, de paso, algunos puntos de particular crecimiento de la demanda, como Alcira.

Mención especial merece la ampliación del servicio por la provincia de Castellón, a finales de la década de 1920. En 1927 Hidrola adquirió las instalaciones de Fausto Caruana, distribuidor de energía en Valencia y Castellón. Hidroeléctrica Española, además, estudiaba la extensión y distribución a toda la provincia castellanense mediante la negociación con otros distribuidores del norte y oeste de la misma, a fin de asegurar un suministro que resultara remunerativo⁹⁵. Uno de estos casos fue el convenio alcanzado con la Sociedad Española de Construcciones Eléctricas en 1927. La finalidad del convenio era la distribución de energía producida por Hidrola en la zona septentrional de Castellón, dentro de la zona exclusiva que tenía reservada. Hidrola, al mismo tiempo, suscribió un contrato con Teledinámica Turodense para suministrar la electricidad que esta empresa necesitara en su negocio de distribución, que comprendía parte de las provincias de Castellón, Cuenca y Teruel⁹⁶.

Hidrola aportó elementos originales de recepción y transformación, construyendo la estación correspondiente en Castellón, así como la línea de transporte de ener-

gía a 60.000 V, aunque con previsión de transformar su tensión a 120.000 V, entre Sagunto y Castellón, y las obras de distribución dirigidas a elevación de aguas para riego e industria. La central de recepción y transformación de Castellón fue inaugurada en 1927 y la línea de Sagunto a Castellón, de cuarenta y tres kilómetros, en enero de 1928. Debe destacarse, en estos años, la construcción de una línea de transporte a 30.000 V desde Cortes de Pallás a Buñol, en el interior de la provincia de Valencia, de veintidós kilómetros de longitud, para cumplir un contrato de suministro con la empresa Cementos Raff. Esta línea entraría en servicio en 1929. Casi simultáneamente, Hidrola tendió una línea de alimentación de energía a otra fábrica de cementos en San Vicente, en la provincia de Alicante⁹⁷. En 1930 quedaron concluidas y puestas en servicio las líneas de transporte de Castellón a Peñíscola, a 30.000 voltios, con una longitud de 60 kilómetros.

En la zona de influencia de Hidrola en Madrid, hay que resaltar, en la década de 1930 la instalación, en la central de Madrid, en 1936, de un nuevo transformador de 15.000 kW, para reducir la tensión de 136.000 a 46.000 y 15.000 V. En la misma fecha, quedaron tendidos en Madrid dos cables subterráneos de 50.000 V, que ocuparían una extensión de 5,5 kilómetros. Cuando comenzó la Guerra Civil, estaba dispuesto el material necesario para modificar la línea de transporte Molinar a Olmedilla, y se esperaba que los trabajos comenzaran en breve, dada la urgente necesidad de mejorar las líneas de transporte de energía a Madrid.

De acuerdo con la estrategia de expansión regional de Hidroeléctrica Española, se decidió, en 1925, la construcción del pantano de La Fuensanta, cuyo embalse podría almacenar 450 millones de metros cúbicos en el río Segura, cerca de Yeste, en la provincia de Albacete. Se preveía equipar y explotar el salto correspondiente, que permitiría disponer de 15.000 HP de energía, la cual sería distribuida en las provincias de Murcia y Albacete, por partes iguales entre Hidrola y las Sociedades Eléctricas del Segura y Los Almadenes. Con este fin, se constituyó una entidad titulada Hidráulica de la Fuensanta, de la que Hidrola suscribió la tercera parte⁹⁸.

Esta obra fue emprendida contando con la cooperación del Estado, según el programa de obras públicas que dispuso la Dictadura de Primo de Rivera. En dicha política se contemplaba la posibilidad de financiar con fondos públicos la construcción de presas reguladoras, de manera que el Estado se hacía cargo del 50% del presupuesto correspondiente, además de conceder créditos sobre el 30% restante, con un tipo de interés del 3% anual —inferior al vigente en el mercado— y un plazo de amortización de 25 años. En otras palabras, la empresa privada sólo habría de aportar, durante el proceso de construcción, un 20% del coste presupuestado. En 1928 —de acuerdo con las instrucciones del Gobierno— el Consejo de Hidrola manifestó que habían sido traspasados por Hidrola y sus socios, las instalaciones y demás activos, así como las obligaciones de La Fuensanta, a

la Confederación Hidrográfica del Segura, no sin «una ligera pérdida económica» para la primera. La confederación llevaría, por fin, a cabo la construcción de este pantano⁹⁹.

Se puede atribuir, en parte, el interés hacia el aprovechamiento de La Fuensanta, en el río Segura, a la proximidad física que dichas instalaciones tenían con la zona de influencia de Hidrola en la provincia de Murcia. Es preciso subrayar que la crisis de la minería del plomo en aquella región había provocado que disminuyera el consumo de electricidad, suministrado por Hidroeléctrica Española y distribuido por Unión Eléctrica de Cartagena, en 2,1 millones de kWh en 1927. Fue ésta una de las primera señales de alarma ante la inminencia de una compleja crisis económica que afectaría, durante los años siguientes, entre otros muchos espacios, al litoral mediterráneo, en el que Hidrola había empeñado una parte considerable de sus recursos¹⁰⁰.

A mediados de la década de 1920, según se ha visto en las anteriores páginas, Hidrola cumplía su propósito de extender su campo de acción a lo largo del eje Madrid-Valencia y también por las provincias próximas a esta última, conformando, además, un segundo eje transversal al anterior hacia el límite de la región valenciana con Cataluña, por el norte, y por el sur, hasta el Cabo de Palos, en el litoral nororiental. En 1926 Hidroeléctrica Española contaba con tres grandes centrales hidráulicas terminadas y en funcionamiento: Molinar, sobre el río Júcar, en la provincia de Albacete, Villora, en el Cabriel, en la provincia de Cuenca y Cortes de Pallás, en el río Júcar, en la provincia de Valencia. Hidrola era, además, propietaria del salto del Tranco del Lobo, en el río Júcar, en la provincia de Albacete, y del Batanejo, en el Guadazaón, en Valencia. En total, la producción de energía hidroeléctrica, en 1926, fue superior a los 239 millones de kWh, con una capacidad conjunta de sus instalaciones de 113.400 HP hidroeléctricos¹⁰¹.

En la década de 1920 Hidroeléctrica Española explotaba también las centrales térmicas de Madrid, con 18.000 HP, Valencia, con 6.000 HP, y Cartagena, con 4.000 HP de potencia. Entre las tres, una capacidad de 28.000 HP. Con todas estas instalaciones, se estimaba para Hidrola una potencia, en la segunda mitad de la década de 1920, de 141.400 HP sin contar con el futuro salto de Millares. Con este nuevo aprovechamiento, que sería inaugurado en 1932, se preveía una capacidad de producción adicional superior a los 300 millones de kWh, y un potencial de energía hidráulica de 100 HP que casi duplicaba el alcanzado en 1926 por la sociedad¹⁰².

Sobre el mapa del cuadrante centro-sureste de la península, entre las líneas de Hidrola en 1926, destacaba la directa Madrid-Alcoy, que contaba en Olmedilla con un punto intermedio donde se establecía la confluencia con la línea que partía de Villora a 66.000 V. A mitad de camino entre Olmedilla y Alcoy, estaban situadas las centrales del Tranco del Lobo y del Molinar. Desde esta última, como la anterior a 66.000 V, partía el tendido hacia Cartagena, pasando por Cieza. También desde Molinar, pero en dirección hacia el noroeste, se había construido la línea que conectaba el eje central con Valen-

cia, con un centro geométrico donde se levantaron las centrales de Cortes de Pallás y Millares. Finalmente, a lo largo del litoral del sureste, entre Alcoy y Cartagena se había tendido una línea de transporte de energía a 66.000 V que surtía de electricidad a Alicante. La longitud total de las líneas de transporte de energía era de 852 kilómetros en su mayor parte sobre columnas metálicas, y el recorrido de las redes de distribución de 467 kilómetros, tanto por aire como bajo tierra¹⁰³. Entre las principales transformaciones introducidas, durante este período, en el sistema distributivo de Hidrola, debe destacarse la construcción de una línea de circunvalación en Madrid, aérea y subterránea, en alta tensión, preparada para 15.000 V, y de una longitud de 21 kilómetros. También se dispuso una línea a 11.000 V, entre Valencia y Liria¹⁰⁴.

Una prueba indiscutible del esfuerzo de Hidroeléctrica Española por aumentar, en esta época, el volumen de su producción de energía en la zona oriental de la Península Ibérica, es la construcción del salto de Millares. Se comenzó esta obra, continuación de la realizada en Cortes de Pallás, en 1926, ante el convencimiento, por parte del Consejo de Hidrola, de «que en un plazo no muy lejano se nos soliciten consumos de gran consideración». Se esperaba conseguir con este nuevo aprovechamiento en el río Júcar, una capacidad superior a los 300 millones de kWh anuales. Una vez conseguida la autorización oficial para ejecutar los trabajos en la margen derecha del río, se practicaron las expropiaciones necesarias para los caminos de acceso y labores preparatorias. En 1929 se firmó el contrato de construcción de las obras hidráulicas, con el compromiso firme, por parte de los contratistas, de terminar todos los trabajos en 1931¹⁰⁵. Sin embargo, llegado este año, se pospuso la inauguración de este aprovechamiento hasta el primer semestre de 1932. Se informaba entonces, en la Junta General de abril de 1931, de que solamente se había acabado la fundación de la mitad de la presa. El canal de derivación, de 17,5 kilómetros de longitud, se estaba construyendo, en su casi totalidad, mediante túneles, los cuales quedarían completamente perforados en el mismo mes de abril de 1931. A principio de la década de 1930 se tendía la línea de transporte de energía de Cortes de Pallás a Alcira, pasando por Millares, de 45 kilómetros de longitud, entre otras que conectaban Millares con el resto de la red de Hidrola¹⁰⁶.

Surgieron inesperados obstáculos que causaron nuevos retrasos, como los conflictos laborales prolongados durante el segundo semestre de 1931. Tras la resolución de estos problemas, los técnicos de Hidrola colocaron el primero de los dos grupos verticales Voith y General Electric, de 27.500 HP cada uno, con que se había planeado dotar, en principio, a la central. La capacidad total prevista de Millares, con cuatro grupos, era de 110.000 HP. La presa estaba fundada, en su totalidad, en la primavera de 1932 y se confiaba en ultimar los trabajos en julio de ese mismo año, aunque aún había de demorarse su finalización unos meses. A la vez, se emprendió el tendido de una nueva línea de transporte de electricidad a 66.000 V, de Sagunto a Millares, con una longitud de 60 kilómetros, que

TABLA 12 Producción de energía de Hidroeléctrica Española, 1925-1936 (millones de kWh)

| | PRODUCCIÓN TOTAL | PRODUCCIÓN HIDROELÉCTRICA | PRODUCCIÓN TÉRMICA | ELECTRICIDAD ADQUIRIDA |
|------|---------------------|------------------------------|-----------------------|---------------------------|
| 1925 | 240,3 | 227,9 | 6,5 | 5,9 |
| 1926 | 243,3 | 233,0 | 3,3 | 7,0 |
| 1927 | 238,9 | 230,3 | 1,3 | 7,4 |
| 1928 | 250,4 | 243,3 | 0,1 | 7,0 |
| 1929 | 284,2 | 273,4 | 3,3 | 7,4 |
| 1930 | 314,6 | 299,6 | 7,9 | 7,1 |
| 1931 | 335,8 | 281,0 | 29,7 | 25,1 |
| 1932 | 342,6 | 275,7 | 30,2 | 36,7 |
| 1933 | 349,2 | 340,6 | 1,2 | 7,4 |
| 1934 | 412,3 | 405,0 | 0,7 | 6,7 |
| 1935 | 463,9 | 457,9 | 0,0 | 5,9 |
| 1936 | 399,3 | 391,8 | 0,0 | 7,5 |

Fuente HE, *Memoria General*, 1941.

repercutiría favorablemente sobre el consumo de Valencia y Castellón¹⁰⁷. En 1933, año de inauguración de Millares, fue instalado el segundo grupo de 20.000 kW y en 1934 fue adquirido el tercero, cuyo funcionamiento se difería hasta 1935, cuando parecía estar superándose la crisis del consumo¹⁰⁸. Millares, durante muchos años, hasta la década de 1950, fue, por su capacidad y características técnicas, el salto más importante de Hidrola¹⁰⁹.

Las expectativas del mercado de Hidrola en 1927 eran, sin duda, más optimistas que las formadas algunos años después. En 1927 se preveía, al margen de los saltos de Millares y de la Fuensanta —a los cuales se atribuía una producción conjunta de 400 millones de kWh anuales— la realización de un nuevo proyecto hidráulico, el del salto de Alarcón, con una capacidad de almacenamiento de 400 millones de metros cúbicos. Aunque Hidrola puso este proyecto en conocimiento del Gobierno de Primo de Rivera, hubo de esperarse, para su construcción, al término de la Guerra Civil¹¹⁰.

La producción de Hidrola superó por primera vez los 300 millones de kWh en 1930 [tabla 12]. En este año, la sociedad casi duplicó la producción obtenida diez años atrás. Sin embargo, la tasa anual de crecimiento entre 1924 y 1935 fue del 7%, algo inferior a la alcanzada en el período 1913-1924, cuando el crecimiento medio fue del 7,5% al año. Una diferencia apreciable, en el período 1924-1928, respecto a la anterior, es la referente a la aportación de la energía térmica a la total, mucho menor que en la etapa anterior. Hubo también estiajes de consideración, con las consiguientes repercusiones sobre las centrales hidráulicas, en 1931 y 1932. La contribución de las centrales térmicas, en estos dos años, fue excepcionalmente importante, alrededor de los 30 millones de kWh, casi

un 9% de la total generada por la empresa. En 1921, año de particular escasez de caudales, la energía termoeléctrica producida por Hidrola fue superior a los 22 millones de kWh, un 13,5% del total. En otras palabras, la energía producida con vapor, en 1931 y 1932, hubo de atender a un vacío de energía hidroeléctrica mayor que diez años atrás, aunque representara la termoeléctrica una proporción algo más reducida de la energía total. En 1932 se restringió el consumo y la producción térmica representó un coste de seis millones de pesetas. Resulta explicable que en estos años se esperase con impaciencia la apertura de la central de Millares, con lo que se confiaba ahorrar más de cinco millones de pesetas en los gastos de explotación de cada ejercicio.

3.2 EL MERCADO DE HIDROLA ENTRE 1925 Y 1935

El consumo de la energía de Hidrola entre 1925 y 1935 creció un 7,2% ligeramente por debajo del de la década precedente. El dinamismo de las provincias continuó siendo muy diferente. La provincia con un mayor crecimiento pasó a ser Madrid con un 8% anual acumulativo, superior en dos puntos al experimentado entre 1914 y 1924. Valencia experimentó una desaceleración pasando de un crecimiento del 10,2 a uno del 6,3%, quedando en segundo lugar. Alicante se mantuvo en la misma posición con el mismo crecimiento de la década anterior. El crecimiento de la provincia de Murcia fue francamente pobre situándose en un 2,8%, mostrando la falta de dinamismo económico de la región.

En términos absolutos el consumo de Madrid y el de Valencia se desarrollaron de forma paralela, como podemos observar en el gráfico 1.

En los primeros meses de 1933 se reconocía que Hidrola disponía de un sobrante de energía de 250 millones de kWh anuales, por lo cual el Consejo de Administración aseguraba ante los accionistas:

Nos preocupamos de darle al sobrante de electricidad remuneradora aplicación, actuando en unos casos directamente, y ayudando en otros de forma adecuada a nuestros distribuidores, para que todos los consumidores de energía de las regiones en las que estamos situados puedan utilizarla en condiciones ventajosas de precio y sin límites de cantidad¹¹¹.

En otras palabras, se procuraba, como se puso de manifiesto en 1929, «una reducción importante en las tarifas de suministro de energía eléctrica que, sin alterar sensiblemente el precio medio de venta, faciliten el desenvolvimiento creciente del mercado»¹¹². Como queda reflejado en la tabla 13, las tarifas máximas de luz y fuerza vigentes en el mercado de Madrid, expresadas en pesetas constantes, apenas variaron, sobre todo las de uso industrial de la electricidad. Sin embargo, Hidrola procuraba, bien por medio de sus distribuidoras propias, bien

TABLA 13 Tarifas máximas de la electricidad en Madrid, 1925-1933
(pesetas constantes por kWh)¹

| | TARIFA MÁXIMA DE LUZ | TARIFA MÁXIMA DE FUERZA |
|------|----------------------|-------------------------|
| 1925 | 0,37 | 0,19 |
| 1926 | 0,37 | 0,19 |
| 1927 | 0,37 | 0,19 |
| 1928 | 0,40 | 0,20 |
| 1929 | 0,39 | 0,19 |
| 1930 | 0,38 | 0,19 |
| 1931 | 0,36 | 0,18 |
| 1932 | 0,38 | 0,19 |
| 1933 | 0,39 | 0,19 |

Fuente: Aubanell (2001), II, p. 598.

¹ Son tarifas del Comité Mixto, las mismas para Cooperativa Electra Madrid y Unión Eléctrica Madrileña. Pesetas de 1914.

por negociación con otras compañías, establecer convenios que aseguraran la colocación de energía a un precio comúnmente aceptado. Cabe pensar, que no fue fácil la colocación del sobrante, que seguía alcanzando 250 millones de kWh en 1934.

Además de la reducción del precio de la electricidad para los consumidores y de la búsqueda de ampliación de las ventas, por acuerdos con otras empresas o gracias a los propios medios, Hidrola también buscó, en estos años, una salida a la crisis en el abastecimiento a nuevos sectores económicos.

Uno de los sectores fue el ferroviario. En 1928 se anunciaba que Hidroeléctrica Española estaba dispuesta a compensar parte de la contracción del consumo eléctrico que se experimentaba en la industria mediante su aportación futura a la electrificación de los ferrocarriles¹³. Cinco años después se concretaba esta expectativa en el contrato de suministro energético a los ferrocarriles de Madrid a Ávila y de Villalba a Segovia, mediante un acuerdo de la compañía ferroviaria del Norte con varias sociedades hidroeléctricas. A Hidrola le correspondería la tercera parte de dicho suministro, que representaría, en su conjunto, 60 millones de kWh anuales¹⁴. De modo similar, Hidrola participaría, según se ha dicho más arriba, con Unión Eléctrica Madrileña y Santillana, en el abastecimiento de energía eléctrica al Metropolitano Alfonso XIII, de Madrid¹⁵.

La estructura de la oferta en mercado madrileño continuó siendo prácticamente la misma que la resultante en 1913. Hidrola y Unión Eléctrica Madrileña se repartieron el mercado. Existieron varios proyectos que amenazaron con acabar con el monopolio compartido pero fueron Saltos del Duero y Saltos del Alberche los que se convirtieron en una

clara amenaza y forzaron el despliegue de la estrategia defensiva de Hidrola y Unión. Dado que las relaciones con Saltos del Duero se merecen un trato especial por la importancia que tuvieron para la compañía después de 1935 les hemos dedicado un epígrafe propio.

El proyecto de Saltos del Alberche estuvo vigente desde 1918 cuando se creó la Electro-metalúrgica Ibérica. La falta de capital supuso que la iniciativa continuara siendo un proyecto hasta que en 1926 los promotores consiguieron la ayuda del Estado. Al obtener la ayuda estatal surgieron diferentes financieras interesadas, pero fue Electrobank quien acabó aportando la mitad capital de la sociedad Saltos del Alberche. La inacción de las eléctricas madrileñas permitió que Electrobank se expandiera fuera de Andalucía.

El acuerdo con Hidrola y Unión llegó a finales de 1929. Saltos del Alberche se comprometió a no distribuir electricidad en el término municipal de Madrid y a respetar los abonados en un radio de 50 kilómetros con centro en la Puerta del Sol. Por su lado, Hidrola y Unión se comprometían a adquirir su electricidad. Según el acuerdo alcanzado, los nuevos abonados se distribuirían equitativamente entre las tres empresas para lo que se constituiría un comité. Por último, las empresas se obligaban a no adquirir electricidad de nuevos productores sin el permiso de las otras dos, en cambio, quedaban libres para aumentar su propia capacidad de producción¹¹⁶.

A pesar de haber firmado el convenio, Saltos del Alberche inició conversaciones con Hidráulica Santillana, para conseguir una red básica de distribución en Madrid, lo que le permitiría establecer una plataforma para iniciar la competencia. La sociedad madrileña ofreció su negocio a Unión quien se puso en contacto con Hidrola y Electra. Éstas consideraron que el precio que pedía Santillana era demasiado elevado. Casi simultáneamente Saltos del Duero entró en contacto con Saltos del Alberche para hacerse con el control de éste y aumentar más, si esto era posible, la presión sobre las eléctricas madrileñas. Estos hechos junto con la falta de medios de generación para cubrir la demanda del mercado presente llevaron a Unión a tomar la decisión de hacerse con el control de Saltos del Alberche, eliminando la potencial competencia. El otro frente que se había abierto quedó solucionado con la adquisición del negocio de Santillana por Hidrola y Unión a partes iguales¹¹⁷.

En otra dirección, Hidrola, junto con Unión y Electra, creó en 1930 la Compañía Eléctrica Industrial dedicada a distribuir fuera de la capital. Esta empresa adquirió la totalidad o la mayor parte de una serie de entidades madrileñas, de dimensión limitada: Hidráulica del Guadarrama, Eléctrica Castellana, las redes de Ciudad Lineal, Eléctrica de los Carabancheles y Cooperativa Eléctrica de los Carabancheles.

A diferencia del mercado madrileño, donde Hidrola pudo evitar la competencia que podían generar los nuevos productores, en el mercado valenciano la competencia marcó la evolución de la estructura de la industria eléctrica y la estrategia de Hidrola.

Hidrola compró las acciones de Electro-hidráulica del Turia y de Gas Lebón a principios de los años veinte. Ello suponía, por un lado, la supresión de dos potenciales

competidoras y, por el otro, la desaparición del capital extranjero en Valencia. Recién terminada esta operación, intereses británicos, en vistas a colocar su material construían una gran central térmica. Las posibilidades que la Sociedad Anónima de Fuerzas Eléctricas (SAFE) ofrecía estimuló la creación de la Cooperativa Valenciana de Electricidad. La competencia continuó de manera intermitente y de variada intensidad en el mercado de Valencia durante los años veinte, principalmente entre Electra Valenciana, Valenciana de Electricidad y Cooperativa.

La estrategia de Hidrola respecto a las distribuidoras cambió en 1927. Hasta aquel momento Hidrola les había suministrado electricidad sin establecer vínculos de propiedad. La situación de competencia de Valencia había resaltado el peligro de que las distribuidoras y pequeñas productoras fueran independientes. La viabilidad de las nuevas empresas generadoras pasaba por poder colocar su energía tan pronto como se iniciara su producción. La forma rápida de conseguirlo era adquirir el control de las empresas distribuidoras existentes en el mercado. José Luis de Oriol planteó la necesidad de sanear el mercado de la provincia de Valencia y para lograrlo sugirió la estrategia de los «controles sucesivos»¹¹⁸. Dicha estrategia consistía en consolidar la inteligencia con la Valenciana de Electricidad y llegar a acuerdos con Navarro, SAFE y Cooperativa en Valencia. La ampliación de la estrategia a Castellón respondía a la búsqueda de nuevos mercados para su producción disponible. De hecho, cuando se comunicó a los accionistas la decisión de ampliar el radio de acción de la empresa a Castellón, previamente se les informó acerca «de la crisis que sufren algunas industrias que utilizan nuestro servicio eléctrico» y de la campaña de depuración de rendimientos que Hidrola y sus filiales llevaban a cabo en la provincia de Valencia¹¹⁹.

A esta estrategia respondía la compra de un tercio de las acciones de Volta cuya red de distribución ocupaba la mayor parte de la provincia de Valencia, a excepción de la capital. Para Hidrola suponía disponer de un «elemento totalmente adicto, que pueda considerarse como una prolongación de Hidroeléctrica Española utilizándolo para intensificar y sanear la venta de energía en condiciones que aseguren lo más eficazmente el predominio de la Hidroeléctrica Española, facilitando la normalización del mercado eléctrico mediante inteligencias efectivas y sólidas con los demás productores y distribuidores de energía de aquella región»¹²⁰. Hidrola facilitó anticipos a Volta para que ésta comprara las instalaciones de distribución que le permitieran aumentar su dominio del mercado¹²¹.

Antes de que Hidrola llegara a alcanzar el control de las empresas valencianas, la banca suiza y capital catalán crearon, en 1928, la sociedad Riegos y Energía de Valencia (REVA) en Barcelona. Esta empresa tenía por objetivo principal el convertir tierras de secano en regadío. Posteriormente los suizos fueron desplazados por la belga Compagnie Générale d'Entreprises Électriques et Industrielles, conocida como Electrobél, quien financiaría la adquisición de productoras y distribuidoras de Valencia y Castellón¹²². Las

compras que ésta realizó alteraron el valor de los distintos actores que actuaban en el mercado¹²³. Así pues la Valenciana de Electricidad, Hidroeléctrica del Mijares, Hidroeléctrica de Valencia, Hidroeléctrica Ayelense, Unión Eléctrica Levantina y varias distribuidoras de la electricidad producida por Hidrola pasaron a ser propiedad de REVA.

En marzo de 1930 la sociedad Financiera de Industrias y Transportes creó en Barcelona la compañía Luz y Fuerza de Levante (LUTE). En 1931 Electrobél retiró las acciones de las empresas eléctricas de REVA que pasaron a la cartera de LUTE. Con estas participaciones y el control de SAFE, que había conseguido en 1930 al ofrecer mejores condiciones que Hidrola, LUTE había integrado a la mayoría de las empresas independientes de medio tamaño, convirtiéndose así en el gran competidor de Hidrola. Además con LUTE se abría la puerta a la electricidad de los Pirineos pues existían estrechos lazos entre Electrobél y Sofina quien controlaba en aquellos años Barcelona Traction¹²⁴.

La competencia no cesó. Durante 1931 LUTE impulsó la creación de cooperativas y entró en mercados en los que difícilmente dos distribuidoras podían realizar el suministro de forma eficiente. En marzo de 1932 se realizaron las reuniones en Biarritz entre los representantes de Hidrola y LUTE y en junio se anunciaba el cese de la larga e intensa competencia en el mercado de Valencia. Hidrola y sus filiales firmaron un acuerdo con LUTE y sus filiales, SAFE, Cooperativa Valenciana de Electricidad, Valenciana de Electricidad, Hidroeléctrica del Mijares, Electro-textil, Hidroeléctrica Castellonense, Comercial Eléctrica, Industrial Castellonense, Hidroeléctrica Carmelita, Hidroeléctrica Ayelense, Hidroeléctrica de Valencia y Unión Eléctrica Levantina¹²⁵.

LUTE se comprometía a ceder a Hidrola sus negocios en la provincia de Alicante y a no actuar directa o indirectamente en las provincias de Murcia, Alicante, Albacete, Madrid, Toledo, Guadalajara y Ávila. Esta compañía se obligaba a no construir ni comprar nuevos aprovechamientos hidroeléctricos y a adquirir la electricidad que necesitase a Hidrola.

Cada grupo conservaba los abonados que tenían en el momento de la firma del acuerdo y los aumentos de consumo que éstos tuvieran en el futuro. En las provincias de Valencia y Castellón los nuevos abonados serían distribuidos proporcionalmente según la media de los kilovatios servidos y los ingresos percibidos por cada grupo entre abril de 1931 y marzo de 1932, incluyendo Alicante. Los dos grupos quedaban en plena libertad para contratar los abonados con instalaciones de más de 500 kV. Las tarifas serían fijadas por un comité mixto que además se encargaría de la aplicación del convenio.

En 1933, el presidente de Hidrola, Fernando María de Ybarra, mostraba su satisfacción, compartida por el resto del Consejo de Administración, por el acuerdo al que había llegado con las empresas de la competencia para facilitar la colocación de energía en Valencia y Castellón¹²⁶.

A pesar de todo, en el período de competencia, Hidrola producía el 70% de la electricidad de la comunidad valenciana. Ella y sus distribuidoras servían al 50% de los abonados.

3.3 RECURSOS PROPIOS Y AJENOS DE HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA ENTRE 1925 Y 1936

3.3.1 Las ampliaciones de capital social

En 1924 la Junta General Extraordinaria de Accionistas de 15 de marzo autorizó la emisión de cuarenta mil nuevas acciones. Un mes después, la Junta Ordinaria dio su conformidad a la creación de dos mil acciones de 500 pesetas cada una, y de otras treinta mil acciones —por un valor total de 15 millones de pesetas— que se ofrecerían en suscripción, en metálico y a la par, a los propietarios de las ochenta mil acciones que se encontraban entonces en circulación, en proporción de tres nuevas por ocho antiguas. Con todo ello, de las cuarenta mil acciones a que autorizó la Junta Extraordinaria de 1924, se crearon 32.000 en julio de 1927, se pusieron en circulación ocho mil acciones nuevas, las cuales se vendieron al 150% de su valor, aplicándose el beneficio resultante de dos millones de pesetas, al fondo de reserva, sin pasarlo por la cuenta de pérdidas y ganancias¹²⁷. Con estas últimas acciones ya eran, en 1928, 120.000 las acciones totalmente desembolsadas, según puede verse en la tabla 14, con un capital efectivo de 60 millones de pesetas, un 50% más voluminoso que el de cuatro años atrás.

Una vez colocados todos estos títulos, en Junta Extraordinaria de 29 de octubre de 1928, fueron creadas 40.000 acciones —elevando su número a 160.000— de 500 pesetas cada una, las cuales fueron ofrecidas a la par, con preferencia a los antiguos accionistas, en proporción de una nueva por tres antiguas. Quedaron sólo 137 acciones sin colocar, que fueron adjudicadas por su valor nominal al Montepío del personal de la sociedad. Al mismo tiempo se autorizó la creación de otras 45.000 acciones, también de 500 pesetas cada una, que quedaron en cartera para ponerlas en circulación cuando la dirección lo estimase necesario¹²⁸. Con ello se elevaba a 205.000 el número de acciones de Hidrola.

La ampliación, autorizada en 1928, de 85.000 acciones se hizo efectiva en su totalidad, en 1932. Para esta fecha, el capital social de Hidrola era de 102,5 millones de pesetas. En 1931 se pusieron en circulación 40.000 acciones más, de las mencionadas 85.000 acciones, cuyo número pasó a ser de 200.000, al precio de 150% de su valor nominal. Esta decisión fue adoptada por sugerencia de Leandro Pinedo, director de la sociedad tras el fallecimiento de Juan Urrutia, quien pensó que la venta de las acciones que quedaban en cartera, en las mencionadas condiciones, podía resultar favorable, a fin de fortalecer los recursos propios de Hidrola, en un contexto de crisis económica internacional que podía repercutir en una disminución del consumo. Por otra parte, la latente amenaza de competencia en el mercado valenciano, protagonizado sobre todo por la Canadiense, hacía aconsejable, a su entender, la potenciación del capital disponible por Hidrola. Se abrió, entonces, una prolongada discusión entre los consejeros, en la cual sólo José Luis de Oriol adelantó algunos argumentos contrarios a la proposición de Pinedo, en

TABLA 14 Recursos propios y ajenos de Hidroeléctrica Española, 1925-1936
 (millones de pesetas corrientes)

| | RECURSOS PROPIOS | | | RECURSOS AJENOS | | |
|------|-------------------------|---|--------------------------|-----------------|--------|---------------------|
| | CAPITAL DESEMBOLSADO | FONDOS DE RESERVA ¹ INDUSTRIAL | FONDO DE AMORTIZACIÓN | OBLIGACIONES | BANCOS | EFFECTOS A PAGAR |
| 1925 | 51,9 | 1,9 | 2,7 | 60,4 | 0,5 | 17,7 |
| 1926 | 54,9 | 2,2 | 3,7 | 79,4 | 0,6 | 4,1 |
| 1927 | 59,2 | 5,0 | 3,7 | 78,8 | 2,7 | 6,0 |
| 1928 | 60,0 | 5,4 | 3,6 | 78,0 | 2,0 | 14,2 |
| 1929 | 75,7 | 6,8 | 5,5 | 77,3 | 2,3 | 7,0 |
| 1930 | 81,0 | 7,3 | 7,5 | 76,4 | 10,3 | 9,7 |
| 1931 | 95,1 | 15,8 | 7,4 | 75,2 | 2,5 | 26,9 |
| 1932 | 102,5 | 16,4 | 7,4 | 74,4 | 9,7 | 36,4 |
| 1933 | 132,5 | 17,0 | 7,3 | 73,6 | 2,1 | 23,6 |
| 1934 | 132,5 | 19,2 | 9,7 | 108,8 | — | — |
| 1935 | 132,5 | 18,9 | 13,9 | 108,4 | — | — |
| 1936 | 171,7 | 19,6 | 16,9 | 71,6 | 2,7 | — |

Fuente HE, *Memorias*.

1 Esta cuenta se compone del fondo de reserva estatutario y del fondo de previsión.

razón del pago de impuestos complementarios que la operación conllevaría y del mal efecto que causaría la disparidad del precio de salida de unas acciones y otras. Finalmente, se alcanzó un acuerdo favorable a la venta de acciones con plusvalía¹²⁹.

El beneficio conseguido en la operación, de ocho millones de pesetas, aproximadamente, se destinó, como se hizo en ocasión anterior, al fondo de reserva.

Previamente, el Consejo de Administración de la empresa, haciendo uso de lo acordado en la Junta General Extraordinaria de 1928, había dispuesto subdividir cinco mil acciones ordinarias de 500 pesetas en cien mil acciones especiales con valor de 25 pesetas cada una, concediendo derecho preferente de suscripción a los tenedores españoles de acciones ordinarias. Este intento de popularizar la inversión en títulos de propiedad de la empresa cristalizó en 1932, cuando quedaron colocadas, además de las ochenta mil acciones ordinarias a que se ha hecho mención más arriba, las cien mil acciones especiales de 25 pesetas, equivalentes a 5.000 de las antiguas¹³⁰.

Una vez cubierta en su totalidad la emisión autorizada en 1928, de 85.000 acciones, la Junta General Extraordinaria de 29 de diciembre de 1932 acordó la creación de 60.000 acciones ordinarias, de 500 pesetas cada una, con lo cual el número de éstas aumentaba hasta 260.000. Los propietarios de las 200.000 acciones ya emitidas tenían derecho de suscripción preferente, en proporción de tres nuevas por cada diez antiguas. Todos los títulos nuevos

se ofrecían a la par y quedaron colocados en el mercado, felicitándose el Consejo por tan «extraordinario éxito, a pesar de las dificultades generales que en estos momentos existen para la absorción en el mercado de valores industriales por excelentes que estos sean». El Consejo resaltó la importante colaboración prestada, en esta operación, por los banqueros de la sociedad, que garantizaron esta operación sin cobro de comisiones¹³¹.

Quedaron en cartera, por autorización aprobada en 1932, 20.000 acciones ordinarias, de 500 pesetas cada una. Con ello se ampliaba el número de títulos de renta variable emitidos a 280.000. En Junta General Extraordinaria de 31 de diciembre de 1935 se dispuso la creación de otras 60.000 acciones de 500 pesetas, hasta un número global de 340.000. Asimismo se previó la futura emisión de 20.000 acciones más, por el momento reservadas en cartera hasta que el Consejo de Administración decidiese su colocación. El límite de capital social autorizado por los accionistas era, por tanto, de 182,5 millones de pesetas, aunque esta cifra no se alcanzaría hasta después de la Guerra Civil. En total, el capital desembolsado por Hidroeléctrica Española pasó de 81 millones de pesetas hasta 171,7 millones, más del doble, seis años más tarde, lo que supone un hecho sobresaliente, teniendo en cuenta la situación de estancamiento económico y de perturbaciones políticas por la que se atravesaba. Si bien los dividendos no eran ya del 10% sobre el capital suscrito, como en la mayoría de los años posteriores a 1920, la proporción de beneficios repartidos no bajó del 9% sobre el capital suscrito, a lo que se ha de sumar la revalorización de estos activos financieros y las atractivas posibilidades de reinversión que se les ofrecían a los accionistas.

3.3.2 La formación de reservas de Hidrola entre 1922 y 1936

En la tabla 14 puede seguirse la evolución, entre 1922 y 1936, del fondo de reserva, compuesto por la suma del fondo estatutario, que debía nutrirse en cada ejercicio con el 5% de los beneficios líquidos, y del fondo de previsión, considerado como un segundo fondo de reserva, cuyo importe sólo se modificaba en contadas ocasiones. En 1929 se decidió aumentarlo en una cantidad apreciable, un millón de pesetas, después de permanecer invariado durante muchos ejercicios en la suma de 100.000 pesetas. En 1935 fue provisto un nuevo incremento a este fondo de 500.000 pesetas. No hay que confundir este fondo de previsión, existente desde el comienzo de la sociedad, con el posterior fondo de previsión de auxilios mutuos, que fue creado en 1930 por el grupo de empresas eléctricas nacidas del tronco común Banco de Vizcaya-Hidroeléctrica Ibérica, para afrontar las consecuencias negativas que sobre los beneficios de dichas empresas tenía la creciente competencia dentro del sector. Las cantidades destinadas al fondo de auxilios mutuos se reducían cada año de los beneficios líquidos y pasaba a engrosar la partida contable de remanentes para impuestos y para próximos ejercicios. Además del fondo de reserva, también aparece recogido, dentro de los recursos propios de la tabla 14, el fondo de

amortización industrial, específicamente destinado a la reposición del equipo capital. Si se tienen en cuenta las cifras de la columna 2, del fondo de reserva, y se comparan con las cantidades de la columna 1, capital desembolsado, podrá observarse que aquellas representaban una proporción cada vez mayor de las segundas. La relación entre capital desembolsado y reservas era de 100 a 1 en 1915, 40 a 1 en 1923, 11 a 1 en 1928 y 6 a 1 en 1931. Sólo en los últimos años de esta etapa, debido a la elevación del capital efectivo de la sociedad, volvió a aumentar dicha relación, aunque en 1935 era sólo de 1 a 7. Por lo que se refiere al fondo de amortización industrial, la relación existente entre el capital efectivo y dicho fondo también disminuyó a lo largo del período 1925-1935: fue de 19 a 1 en 1925, de 16 en 1928, de 12 en 1931, y de 9 en 1935. Como resumen de lo dicho anteriormente, puede afirmarse que los fondos de reserva y de amortización industrial desempeñaron, en términos relativos, una importante contribución, entre 1925 y 1935, al robustecimiento de los recursos propios de Hidroeléctrica Española.

Si medimos la relación, entre recursos propios y recursos ajenos de la sociedad, podremos comprobar que dicha relación disminuyó a lo largo del período 1913-1930, para experimentar un brusco cambio de tendencia a partir de este último año: 1,2 en 1913, 0,8 en 1920, 0,7 en 1925, y 0,7 en 1928. En 1930 fue 1,0, en 1933, de 1,5, y en 1935, de 2,2. Los gestores de Hidroeléctrica Española mantuvieron, para la financiación de la sociedad, un cierto equilibrio entre recursos propios y ajenos a lo largo del decenio de 1920, con un cierto predominio de los recursos ajenos, especialmente de la deuda a largo plazo, materializada en las obligaciones emitidas. A partir de 1930, se manifiesta, por el contrario, una elección claramente favorable de la financiación de Hidrola con recursos propios.

3.3.3 La deuda a largo plazo de Hidroeléctrica Española entre 1922 y 1936

Para atraer a los ahorradores, en los que primaba, a la hora de decidir sus inversiones, la razón o motivo de seguridad sobre el de la rentabilidad, Hidroeléctrica Española cuadruplicó el importe de sus obligaciones, desde 1921 a 1934: 26,3 millones de pesetas en el primero de estos años hasta 108,8 millones en el segundo [tabla 14]. Los momentos en que fue mayor el incremento en el valor de los títulos de renta fija fueron 1922, cuando más que se duplicó su importe, hasta 56,1 millones de pesetas, y 1928, cuando por acuerdo de la Junta General Extraordinaria de 29 de octubre, se aprobó la creación de 80.000 títulos de 500 pesetas nominales cada uno, libres de impuestos presentes y amortizables en cincuenta años. De ellas, la mayor parte, 60.000 obligaciones, se pusieron en circulación en 1934, aplicadas a la consolidación de la deuda flotante —o deuda a corto y medio plazo— contraída como consecuencia de la construcción del salto de Millares y de sus instalaciones complementarias; el fin último de la emisión de obligaciones de 1934 fue reducir el peso de los intereses que pesaban sobre la sociedad¹³².

Ese mismo año, 1934, se llevó a cabo la cancelación de una cuenta de pasivo titulada «Acreedores por valores adquiridos a plazo», y que correspondía al débito contraído en 1930 por Hidrola con el duque del Infantado, por la adquisición del 50% de las acciones de Hidráulica de Santillana. Le fueron entregadas al antiguo propietario once mil obligaciones hipotecarias, en pago del saldo a su favor. Quedaban, por tanto, disponibles en cartera siete mil obligaciones de las ochenta mil autorizadas en 1928.

En 1928 también se efectuó la reducción al 5% del tipo de interés de las obligaciones de la primera emisión decidida en 1913, así como de las realizadas con posterioridad a 1922. Con ello, se unificaba al tipo de interés del 5% el rendimiento de todas las obligaciones puestas en circulación por Hidroeléctrica Española¹³³. Esta importante decisión fue la causa de que las cotizaciones de los títulos de renta fija de 1922 y 1928 experimentaran una sensible caída hasta 1931. Ello, a su vez, explica que el Consejo mantuviera en cartera las obligaciones autorizadas en 1928 hasta 1934 [gráfico 2].

En 1936 —en virtud de la autorización dada por la Junta General Extraordinaria de 31 de octubre del año anterior— se procedió al reembolso a la par de las ochenta mil obligaciones puestas en circulación a raíz del acuerdo de la Junta Extraordinaria de 1928, de cuya creación se ha tratado más arriba. Los intereses correspondientes fueron abonados hasta marzo de 1936 y el reembolso —y simultánea recogida e inutilización de títulos— se produjo con gran rapidez¹³⁴.

3.3.4 Deuda a corto plazo de Hidroeléctrica Española entre 1925 y 1936

Entre los recursos ajenos de Hidrola entre 1925 y 1935, el crédito concedido por los bancos comerciales y el Banco de España representó una fuente de financiación relativamente menor, que apenas rebasó la suma de diez millones de pesetas en una ocasión, en 1930, según puede verse en la tabla 14. Las necesidades impuestas por la construcción del salto de Millares y la ampliación de capital de la sociedad que se estaba llevando a cabo, entre otras circunstancias, contribuyen a explicar este alza momentánea en el recurso de Hidrola al crédito a corto plazo, recurso que no constituyó, según se ha visto más arriba, un medio habitual de aprovisionamiento financiero de esta empresa en los primeros treinta años de su funcionamiento.

En cuanto a la difusión entre el público de efectos a corto plazo, de 1925 a 1935, resulta más difícil establecer una tendencia definitiva, a la vista de los datos presentes en la tabla 14. En todo caso, parece claro que, entre 1931 y 1933, durante la construcción del salto de Millares, se recurrió con cierta facilidad al crédito a corto plazo, para proceder a un corte radical en la utilización de este medio a partir de 1934.

Parece claro que, entre los gestores de Hidrola hubo, en la primera mitad del decenio de 1930, un rechazo creciente hacia el endeudamiento en todas sus manifestaciones,

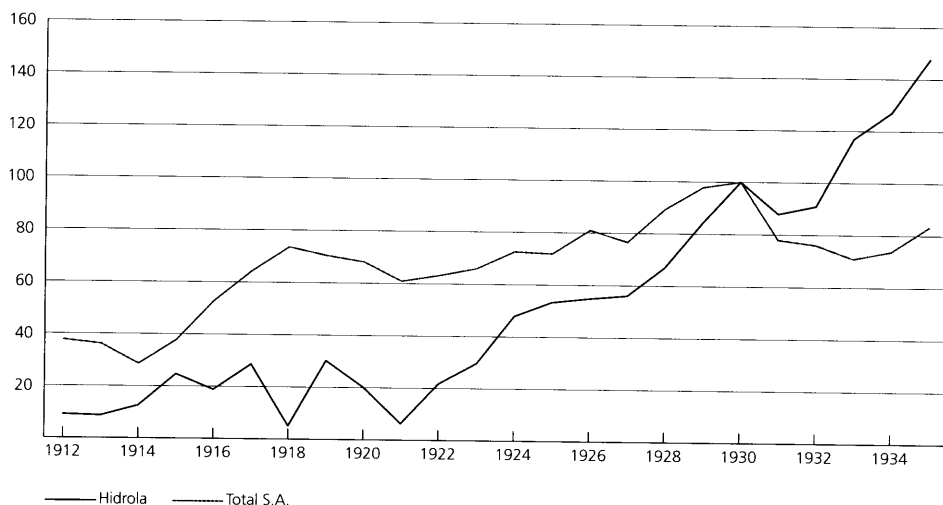
y un persistente intento de reducir costes financieros, junto con una búsqueda paralela de fondos propios en cuantía cada vez mayor. No sólo mostraría esta tendencia la reversión, arriba examinada, en el cociente entre recursos propios y recursos ajenos. También, la disminución del valor nominal de las obligaciones en manos del público, la casi total anulación del crédito a corto plazo y la reducción decidida de los tipos de interés en la deuda a largo plazo¹³⁵.

3.4 LA ESTRATEGIA FINANCIERA DE HIDROLA Y SUS RELACIONES CON LOS GRUPOS ELÉCTRICOS AFINES

El éxito en la colocación de las acciones de Hidroeléctrica Española, cuyo volumen y valor crecieron en más de un 200%, a lo largo de la década de 1920, se debía a los altos dividendos repartidos: 10% sobre el capital en 1919 y 1920, y luego, de forma ininterrumpida entre 1924 y 1931, aunque nunca se llegó a rebasar —por decisión del Consejo— dicha proporción. Esta rentabilidad, en una época de gran estabilidad de precios, hizo que la cotización de Hidrola subiera por encima de la par. Es preciso tener en cuenta que los beneficios de Hidrola crecieron, en la década de 1920, a una velocidad superior que la mostrada por los beneficios de las grandes sociedades anónimas españolas según puede observarse en el gráfico 3¹³⁶. Por otra parte, dada la frecuente ampliación de capital, los accionistas tenían la oportunidad de ingresar plusvalías al recibir a la par títulos que se vendían a una cotización mayor en el mercado, cotización que aumentó de forma continua entre 1926 y 1931, durante los años de mayor crecimiento del capital social.

Se ha recordado la decisión del Consejo de Hidrola —en concreto por sugerencia de José Luis de Oriol— de limitar el porcentaje de los dividendos mediante la ampliación de capital. Para los propietarios de Hidrola, el recurso a la emisión de acciones como vía preferente de captación de capital implicaba el reparto de los futuros beneficios entre un número mayor de partícipes. La cuantía de las ganancias, en términos relativos, para cada accionista —el porcentaje sobre los beneficios de un ejercicio—, sólo estaría asegurada cuando la suma de sus participaciones continuara representando la misma proporción respecto al capital total de la sociedad. Esto era de importancia crucial para los bancos representados en el Consejo, comenzando por el mayor arraigo en Hidrola, el Banco de Vizcaya, y, en general, para el núcleo directivo de la empresa, que apenas varió —especialmente en lo que atañe a la presencia de los apellidos más representativos— a lo largo del período. De hecho, la fórmula habitualmente más utilizada en las ampliaciones de capital, de proporcionar una acción nueva por tres antiguas, a voluntad de los accionistas, primaba la influencia de los propietarios de mayor número de

GRÁFICO 3 Evolución de los beneficios de las grandes sociedades anónimas españolas e Hidroeléctrica Española, 1912-1935 (1930=100)



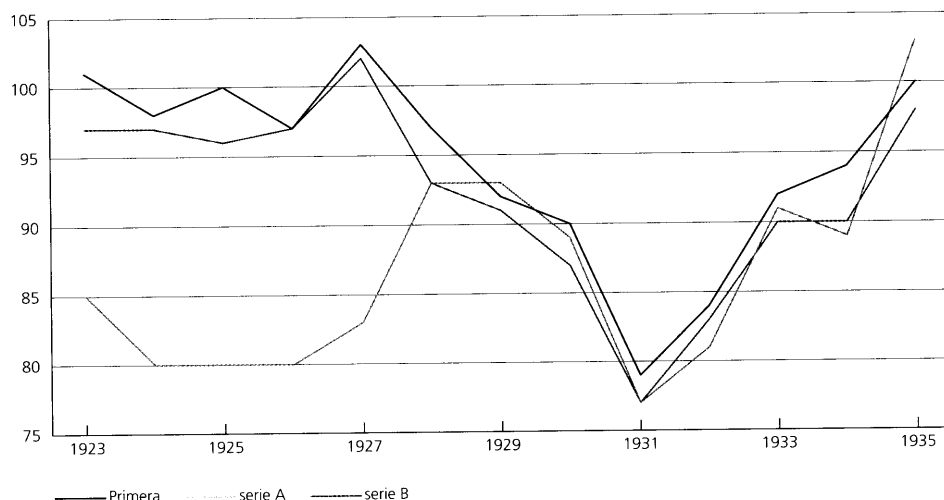
Fuente: Aubanell (2000), p. 181. Los datos de las sociedades anónimas proceden de Tafunell (1996), p.44, y los datos de Hidrola proceden de: HE Memorias.

acciones. Ello, por supuesto, no impedía, sino todo lo contrario, que un número creciente de accionistas entrara a formar parte de la sociedad.

La elección de la vía de la suscripción de acciones tenía la ventaja, sobre el incremento de obligaciones en circulación, de limitar los costes financieros. En 1920, por ejemplo, los costes financieros —de amortización y pago de intereses de los títulos de renta fija colocados entre los inversores— eran algo inferiores al millón de pesetas, equivalente al 10% de los ingresos brutos de la explotación. En 1925, dichos costes, sobre una deuda consolidada de 3,5 millones de pesetas, llegaron a representar más del 25% de los ingresos de explotación, y ello en un ejercicio de normal funcionamiento de las instalaciones hidráulicas. Se comprende, entonces, que los gestores de la sociedad procuraran limitar el ritmo de crecimiento de los costes financieros, apelando a otras fuentes de financiación alternativas para cubrir los elevados gastos de inversión. Esta preferencia por los recursos propios, como hemos visto más arriba, marcó una trayectoria decidida a partir de 1930.

Una cuestión que se relaciona tanto con la estrategia financiera como, en general, con la estrategia económica de Hidrola, en el período 1925-1935, es la inversión que

GRÁFICO 4 Evolución de la cotización de las obligaciones de Hidroeléctrica Española, 1923-1935



Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del *Boletín de Cotización Oficial de la Bolsa de Comercio de Madrid*, 1923-1935.
 1. Cotización a fin de año (100 = a la par).

realizó en valores de otras sociedades. Durante la segunda década la proporción de acciones sobre el activo de la compañía no alcanzó el 4%. En 1920 el porcentaje aumentó hasta el 6,3%, nivel que se mantendría hasta 1930 cuando se situó por encima del 12%. Según queda recogido en la tabla 15, Hidrola mantenía en 1921 acciones por valor de 6,3 millones de pesetas, si se le añaden las obligaciones de la Electra de Lima la cartera asciende a 8,2 millones, equivalente al 9% del activo total. La totalidad de estos valores eran acciones y obligaciones de empresas del sector (Electra de Lima, Sociedad Madrileña de Tranvías, SICE, entre otras), salvo la participación de Hidrola en la propiedad del Banco de Crédito Industrial. Entre 1927 y 1930 la cartera de valores triplicó su valor, pasando de 10 a 30 millones de pesetas. En 1935, la cartera de títulos de Hidrola sumaba un valor cercano a los 36 millones de pesetas.

El crecimiento de la cartera de valores propiedad de la sociedad aumentó a consecuencia del cambio de estrategia en 1927 provocado por la aparición de grandes productoras en los dos mercados que Hidrola operaba. Era necesario el control de compañías productoras y distribuidoras de electricidad que pudieran alterar la paz en el mercado de la capital o endurecer la competencia en Valencia. En el caso de Madrid fue precisa la adquisición de Hidráulica Santillana. La necesidad de adquirir el control de compañías en

TABLA 15 Cartera de Hidrola (valores nominales)

| | 1915 | 1916 | 1917 | 1918 | 1919 |
|--|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Unión Eléctrica de Cartagena | 92.000 | 92.000 | 92.000 | 92.000 | 92.000 |
| Electra Lima | — | 941.377 | 941.377 | 941.377 | 2.377.377 |
| Banco de Crédito Industrial | — | — | — | — | — |
| Sociedad Madrileña de Tranvías | — | — | — | — | — |
| Sociedad de Electrificación Industrial | — | — | — | — | 300.000 |
| Total | 92.000 | 1.033.377 | 1.033.377 | 1.033.377 | 2.769.000 |

| | 1920 | 1921 | 1922 | 1923 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Unión Eléctrica de Cartagena | 92.000 | 92.000 | 92.000 | 92.000 |
| Electra Lima | 2.377.377 | 2.377.377 | 2.377.377 | 2.377.377 |
| Banco de Crédito Industrial | — | 350.000 | 374.500 | 374.500 |
| Sociedad Madrileña de Tranvías | 2.450.000 | 2.450.000 | 2.450.000 | 2.450.000 |
| Sociedad de Electrificación Industrial | 300.000 | 300.000 | 300.000 | 300.000 |
| SICE | — | 750.000 | 750.000 | 750.000 |
| Gas Madrid | — | — | 1.800.000 | 1.800.000 |
| Total | 5.219.000 | 6.319.000 | 8.143.500 | 8.143.500 |

| | 1924 | 1925 | 1926 | 1927 | 1928 | 1929 |
|--|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|
| Unión Eléctrica de Cartagena | 92.000 | 92.000 | 92.000 | 92.000 | 92.000 | 92.000 |
| Electra Lima | 2.377.000 | 2.377.000 | 2.377.000 | 2.377.000 | 2.377.000 | 2.377.000 |
| Banco de Crédito Industrial | 374.500 | 374.500 | 374.500 | 374.500 | 374.500 | 374.500 |
| Sociedad Madrileña de Tranvías | 550.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 |
| Sociedad de Electrificación Industrial | 300.000 | 300.000 | 300.000 | 300.000 | 300.000 | 300.000 |
| SICE | 303.000 | 303.000 | 303.000 | 303.000 | 303.000 | 303.000 |
| Gas Madrid | 1.800.000 | 1.800.000 | 1.800.000 | 1.800.000 | 1.800.000 | 1.800.000 |
| Electra Valenciana | — | 1.192.000 | 983.000 | 983.000 | 983.000 | 993.000 |
| Sanatorio Médico Quirúrgico | — | 36.500 | 36.500 | 36.500 | 36.500 | 36.500 |
| Hidráulica de la Fuensanta | — | — | 500.000 | 500.000 | 500.000 | — |
| Valenciana de Electricidad | — | — | — | 500.000 | 500.000 | 500.000 |
| Volta | — | — | — | 2.446.000 | 2.446.000 | 3.867.000 |
| Energía Eléctrica del Mijares | — | — | — | — | — | 109.000 |
| Riegos de Levante | — | — | — | — | — | 279.000 |
| Total | 5.796.500 | 6.975.000 | 6.776.000 | 10.224.000 | 10.224.000 | 12.038.000 |

| | 1930 | 1931 | 1932 | 1933 | 1934 | 1935 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Unión Eléctrica de Cartagena | 115.500 | 115.500 | 181.500 | 195.500 | 195.500 | 203.500 |
| Electra Lima | 2.377.000 | 2.377.000 | 2.377.000 | 2.386.000 | 2.733.500 | 2.903.000 |
| Banco de Crédito Industrial | 374.500 | 374.500 | 374.500 | 374.500 | 374.500 | 374.500 |
| Sociedad Madrileña de Tranvías | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 |
| Sociedad de Electrificación Industrial | 300.000 | 300.000 | 300.000 | 300.000 | 300.000 | 300.000 |
| SICE | 347.000 | 347.000 | 347.000 | 347.000 | 347.000 | 347.000 |
| Gas Madrid | 1.800.000 | 1.800.000 | 1.800.000 | 1.800.000 | 1.800.000 | 1.800.000 |
| Electra Valenciana | 3.784.500 | 3.784.500 | 3.784.500 | 3.784.500 | 5.145.000 | 5.145.000 |
| Sanatorio Médico Quirúrgico | 36.500 | 36.500 | 36.500 | 36.500 | 36.500 | 36.500 |
| Hidráulica de la Fuensanta | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 |
| Valenciana de Electricidad | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 | 500.000 |
| Volta | 8.903.000 | 8.903.000 | 8.903.000 | 8.903.000 | 9.998.000 | 9.998.000 |
| Energía Eléctrica del Mijares | 109.000 | 109.000 | 109.000 | 109.000 | 109.000 | 109.000 |

| | | | | | | |
|----------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Riegos de Levante | 279.000 | 279.000 | 150.000 | 150.000 | 150.000 | 150.000 |
| Cooperativa Electra Madrid | 387.500 | 387.500 | 387.500 | 387.500 | 465.000 | 465.000 |
| Eléctrica Industrial | 2.500.000 | 2.500.000 | 2.500.000 | 3.000.000 | 3.000.000 | 3.000.000 |
| Hidráulica Santillana | 6.702.000 | 6.702.000 | 6.702.000 | 6.702.000 | 7.380.000 | 7.552.500 |
| Electricista Alcoyana | — | — | — | — | 880.000 | 1.912.000 |
| Varios | 262.000 | 262.000 | 12.000 | 12.000 | 12.500 | 12.500 |
| Total | 29.777.500 | 29.777.500 | 29.464.500 | 29.987.500 | 34.426.500 | 35.808.500 |

Fuente HE, *Memoria General*, 1941.

Valencia queda claramente reflejado en la tabla 15. En 1926 las acciones de las compañías valencianas representaban el 15% de la cartera, un año después había ascendido al 39% y en 1929 alcanzó casi el 50%. La compra de acciones de Volta que se convirtió en la filial distribuidora de Hidrola en la provincia fue imprescindible, pues se erigió en el instrumento principal para entablar la competencia en la región. Las crecientes necesidades financieras de esta filial para poder adquirir los negocios de distribución requirieron aumentos de capital que quedan reflejados en el incremento de acciones de Volta en la cartera de Hidrola en 1929 y 1930. Las acciones de Electra Valenciana aparecen en cartera en 1925 como resultado del trasvase de éstas desde la cartera de Hidroeléctrica Ibérica a la de Hidrola. La competencia en el mercado valenciano explica, al igual que en Volta, el aumento de casi tres millones del valor de las acciones de Electra en cartera en 1930. Estas dos filiales absorben un tercio del activo financiero de Hidrola en 1927 y llegan a alcanzar casi el 44% de la cartera en 1934.

Al abordar la estrategia financiera de Hidroeléctrica Española, en este período, conviene considerar de nuevo la cuestión de la independencia de la empresa respecto a sus sociedades generatrices, el Banco de Vizcaya e Hidroeléctrica Ibérica. Se vio en las primeras páginas del presente capítulo que Hidrola no fue, ni en sus comienzos, una empresa dirigida exclusiva o mayoritariamente por el Banco de Vizcaya, por muy presente que éste estuviera en la formación de la sociedad eléctrica. Tampoco Hidroeléctrica Ibérica, otro claro antecedente de Hidrola, mantuvo su mayoría en el capital de esta última. En 1907, en la constitución de Hidrola, Ibérica poseía el 55% de su capital; en 1909, dicha proporción bajó al 33,5%, el cual seguía representando un peso accionarial decisivo. En realidad Hidroeléctrica Ibérica no tenía interés en aumentar su participación más allá de la tercera parte del capital de Hidrola, participación que fácilmente hubiera podido convertirse en el 47%, en virtud de sus primeras aportaciones y derechos. En 1925, Ibérica se deshizo tanto de las acciones de Hidrola como de su cartera de acciones de Electra Valenciana, filial de Hidroeléctrica Española, la cual se haría cargo de los correspondientes títulos, lo que explica que un aumento de casi el 20% del activo financiero. La muerte de Juan Urrutia, director de Ibérica e Hidrola, en 1925 puede contribuir a explicar dicho distanciamiento, aunque parece

que hacía muchos años que, en el seno del Consejo de Hidroeléctrica Española, se había conformado un sector opuesto con firmeza a que esta sociedad estuviera demasiado ligada al Banco de Vizcaya o al conjunto de empresas eléctricas en que esta entidad financiera estaba interesada. Ya en 1913 se planteó sin éxito la creación de una gran empresa que consolidara a Ibérica con Hidrola, Viesgo, Unión Eléctrica de Cartagena, Electra Valenciana, Electra de Madrid y Unión Eléctrica Vizcaína. Las ventajas aducidas por los partidarios de la fusión —es decir, los consejeros representantes del Banco de Vizcaya— era la creciente necesidad de capital por las empresas eléctricas, puesta de manifiesto, en el caso de Hidrola, por la inminente construcción de la central de Villora. Finalmente, y a pesar de la prevención de muchos consejeros a un excesivo endeudamiento a largo plazo de la empresa, se abrió el recurso financiero de las obligaciones¹³⁷.

En 1917 fue de nuevo discutida la propuesta de conglomerado de empresas eléctricas afines al Banco de Vizcaya. Esta vez, Antonio Basagoiti, fundador del Banco Hispanoamericano, protagonizó la corriente opuesta a la fusión de Hidrola con otras sociedades. El Consejo de Hidrola se inclinó entonces por la posibilidad de un fondo de auxilios mutuos de todas las empresas, constituido por el 10% de los beneficios que alcanzaran aquellas, hasta alcanzar seis millones de pesetas. En segundo lugar, planteó Hidrola la cuestión de la delimitación de zonas de influencia para cada sociedad, teniendo en cuenta la continua expansión de los elementos de producción y distribución que se estaba llevando a cabo¹³⁸.

La contrapropuesta de Hidrola tampoco tuvo entonces resultado favorable, aunque años después, en 1930, se formó un pacto de auxilios mutuos de las sociedades del Grupo Hidroeléctrico —así lo mencionaba, sin más calificativos, la *Memoria* de aquel ejercicio—, con una inversión conjunta de seiscientos millones de pesetas, para auxiliar «a las empresas que tengan que mantener competencia, afianzándose de ese modo los vínculos que siempre dieron cohesión al grupo y fortaleciéndose notablemente la situación económica presente y futura de todas las Sociedades agrupadas». Eran dichas sociedades todas las anteriormente mencionadas, más Volta y Electra del Lima. El pacto de auxilios mutuos preveía el pago mínimo de un 6% de dividendo anual a todas y cada una de las empresas del grupo. El fondo se constituía mediante la contribución del 3,5% de la recaudación bruta por venta de electricidad. Entre 1930 y 1933, último ejercicio en que se realizaron aportaciones, el fondo constituido por las aportaciones de Hidrola ascendió a 3.398.523 pesetas. En 1932 y 1933 destinaron 331.133 y 131.450 pesetas a auxiliar a las sociedades Electra Valenciana y Volta que sufrían los efectos de la competencia¹³⁹. Hidrola, de este modo, mantuvo su autonomía empresarial, haciéndola compatible con la cooperación económica con el resto de las sociedades de su grupo¹⁴⁰. El convenio de 1934, entre el llamado Grupo Hidroeléctrico y Saltos del Duero dio por cancelado el de auxilios mutuos de 1930.

Unos años antes, en 1926, Hidroeléctrica Española, junto con Ibérica, Viesgo, Electra Valenciana y Electra de Madrid constituyeron una garantía solidaria con Electra de Lima —de la que aquellas eran propietarias— para respaldar la emisión de 33.624 obligaciones de la empresa energética portuguesa, emitidas por Lima y que además de otras, garantizaron Unión Eléctrica Vizcaína y Unión Eléctrica de Cartagena. Electra de Lima y Unión Eléctrica Portuguesa, distribuidora de la energía producida por la anterior, suministraban electricidad al tercio septentrional del litoral portugués, desde Viana do Castelo a Braga, Oporto y Coimbra. Entre estas dos poblaciones, a través de una zona industrial, se construyó una línea de transporte de energía, de 110 kilómetros de longitud, en 1929⁴¹. Hay que subrayar el progreso de la producción de Electra de Lima en la década de 1920. Si en 1923 la recaudación pasó de las 500.000 pesetas, en 1929 superaban los 2,4 millones de pesetas. Al comenzar la década de 1930, Electra de Lima poseía un tendido de líneas de alta tensión en explotación de 800 kilómetros y quedaba por absorber casi la mitad de las posibilidades de producción de sus centrales. Por esta razón se acordó extender las redes al sur de Coimbra e iniciar una política de intercambio con otras sociedades hidroeléctricas de Portugal⁴².

La estrategia financiera y económica de Hidroeléctrica Española, seguida entre 1925 y 1936, tuvo como protagonistas a aquellos consejeros que ocuparon la presidencia y la vicepresidencia de la sociedad, así como a la dirección ejecutiva [tabla 16]. Ninguna de las tres figuras más representativas de la creación de la sociedad —Urrutia, Urquijo y Oriol— ocupó estos cargos en el período citado. Juan Urrutia, el primero y decisivo director gerente, murió en 1925, cuando se ocupaba, con pleno rendimiento, de la renovación técnica y de la expansión productiva de la empresa. Lucas de Urquijo, primer presidente de Hidrola desde marzo de 1907 hasta su dimisión en 1910, había fallecido en 1912. José Luis de Oriol fue el segundo presidente de la sociedad, de 1910 a 1911, en que dimitió, a los veinte meses de ocupar este cargo. Oriol Urigüen continuó como consejero de Hidroeléctrica Española hasta que en 1937, en plena Guerra Civil, volvió a la presidencia de la sociedad. En el largo intervalo, de veintiséis años, entre una y otra fecha, perteneció también al Consejo de varias empresas filiales de Hidrola, compaginando dicha actividad con su presencia en los consejos de administración de Hidroeléctrica Ibérica, Electra de Viesgo y Eléctricas Marroquíes, esta última en la zona del Protectorado español, empresa que contribuyó a crear en 1914. Asimismo, en 1918, intervino activamente en la formación de la Sociedad Española de Construcciones Babcock Wilcox, dedicada a la fabricación de material eléctrico, y de la cual fue consejero. José Luis de Oriol también estuvo presente, hasta 1930, en el órgano supremo de gobierno del Banco de Vizcaya, así como en diversas empresas mineras, entre ellas la Minero Metalúrgica Los Guindos, creada en 1920⁴³.

El tercer presidente de Hidrola fue Fernando María de Ybarra y Revilla, quien recibió el título de marqués de Arriluce de Ybarra en 1918. Vinculado por tradición familiar

al florecimiento de la moderna siderurgia vizcaína, perteneció al Consejo de Administración de Altos Hornos, empresa creada en 1902, así como a los del Banco de Vizcaya, fundado un año antes, y la Sociedad Española de Construcción Naval, instituida en 1908. Su interés preferente, sin embargo, estuvo centrado en la energía eléctrica. En 1906 colaboró con financieros franceses en la creación de la Compañía de Tranvías y Electricidad de Bilbao. En 1908 fue nombrado presidente de Hidroeléctrica Ibérica, y contribuyó al surgimiento de Unión Eléctrica Vizcaína, fundada para la distribución de la energía de Ibérica. Fernando María de Ybarra fue socio fundador de Hidroeléctrica Española y su presidente —además de presidente de Hidroeléctrica Ibérica—, desde la dimisión de su cuñado, José Luis de Oriol, en 1911, hasta 1936, año en que murió, asesinado en Bilbao junto a varios familiares. Ybarra, que también participó en el establecimiento de la española Babcock Wilcox, en 1918, tuvo una destacada participación en las relaciones de Hidrola con otras sociedades, desde la creación de la Sociedad de Electrificación Industrial, en 1919, a la de SICE, en 1921. En 1911, el Grupo Hidroeléctrico cuya cabeza visible era Fernando María de Ybarra adquirió la casi totalidad de Electra del Lima. En 1934 condujo, desde la presidencia de Ibérica e Hidrola, el acuerdo con Saltos del Duero para la distribución de electricidad¹⁴⁴.

César de la Mora fue también socio fundador de Hidrola y vicepresidente de la misma en dos ocasiones, de 1911 a 1913 y de 1933 a 1937. Su raigambre santanderina influyó, seguramente, en su vinculación con Electra de Viesgo, empresa que Lucas de Urquijo y el Banco de Vizcaya adquirieron en 1908, y que de la Mora presidió entre 1913 y 1937. No obstante, como consejero y vocal de la Comisión Ejecutiva de Hidrola, tuvo una destacada participación en la expansión de la empresa en la región valenciana y en el sureste. Representante de Hidroeléctrica Española en los Consejos de Unión Eléctrica de Cartagena desde 1909 y de Electra Valenciana desde 1925, influyó decisivamente en el convenio establecido con el Ayuntamiento de Valencia para el tendido de la red de distribución eléctrica, y fue uno de los responsables del acuerdo para el suministro de energía a la Compañía General de Tranvías Eléctricos de Levante. En 1925 fue nombrado presidente de Hidráulica La Fuensanta. En 1932 intervino en el acuerdo a que llegaron Hidrola, junto con sus filiales, con otras empresas valencianas para la producción y distribución de energía en esta región. Por otra parte, en 1929 se incorporó al Consejo de Administración de Hidroeléctrica Ibérica. Un dato biográfico, digno de mención de César de la Mora es su pertenencia al Consejo del madrileño Banco Español de Crédito, entidad creada en 1902¹⁴⁵. César de la Mora falleció en 1937, a consecuencia de un accidente automovilístico, cuando se dirigía a una reunión del Consejo de Electra de Lima¹⁴⁶.

Otra personalidad relevante en el Consejo de Hidroeléctrica Española, durante el primer cuarto de siglo de existencia de la sociedad, fue Antonio Basagoiti, principal

TABLA 16 Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española, 1925-1935

| | 1925 | 1926 | 1927 | 1928 | 1929 | 1930 | 1931 | 1932 | 1933 | 1934 | 1935 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| PRÉSIDENTE | | | | | | | | | | | |
| Fernando María de Ybarra, marqués de Arriluce de Ybarra | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| VICEPRÉSIDENTE | | | | | | | | | | | |
| José María de Palacio y Palacio marqués de Villareal de Álava y de Casa-Palacio ¹ | • | • | • | • | • | • | | | | | |
| Antonio Basagoiti | | | | | | | • | • | • | | |
| César de la Mora | | | | | | | | | | • | • |
| DIRECTOR GERENTE Y VOCAL | | | | | | | | | | | |
| Juan Urrutia ² | • | | | | | | | | | | |
| Leandro de Pinedo ³ | | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| VOCALES | | | | | | | | | | | |
| José Luis de Oriol | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Francisco de Ussía, marqués de Aldama ⁴ | • | • | • | • | • | • | • | | | | |
| Antonio Basagoiti | • | • | • | • | • | • | | | | | |
| Enrique Ocharan ⁵ | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| César de la Mora | • | • | • | • | • | • | • | • | • | | |
| Pedro de Orúe ⁶ | • | | | | | | | | | | |
| Alfonso de Aguilar, conde de Aguilar ⁷ | • | • | • | • | | | | | | | |
| Emilio Luanco ⁸ | • | | | | | | | | | | |
| José Luis de Ussía, conde de los Gaitanes | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| José de Velasco, marqués de Unzá del Valle | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Juan Basterra | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Ernesto Ugalde | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Alejandro González-Heredia | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Antonio de Garay | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| Dámaso de Escauriaza | | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |
| José María de Oriol | | | | | • | • | • | • | • | • | • |
| Venancio de Echeverría | | | | | • | • | • | • | • | • | • |
| Bernardo Gómez Ygual | | | | | • | • | • | • | • | • | • |
| Pablo Garnica | | | | | | | • | • | • | • | • |
| Víctor Urrutia | | | | | | | | • | • | • | • |
| Salvador Basagoiti | | | | | | | | | • | • | • |
| SECRETARIO GENERAL | | | | | | | | | | | |
| Emilio de Usaola | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • | • |

Fuente: HE, *Memorias*.

1 Falleció en 1930.

2 Falleció en 1925.

3 Director gerente desde 1925. Vocal del Consejo desde 1931.

4 Falleció en 1931.

5 Falleció en 1935.

6 Falleció en 1926.

7 Falleció en 1928.

8 Falleció en 1925.

impulsor del Banco Hispanoamericano y, por tanto, destacado representante en aquel Consejo de las grandes entidades de crédito madrileñas. Precisamente, dio Basagoiti pruebas de su conocimiento del mercado monetario y financiero cuando alertó, en 1913, acerca de los problemas que podrían derivarse de una expansión demasiado ambiciosa del capital social en la que consideraba una coyuntura económicamente incierta. También Enrique Ocharan, director del Banco de Vizcaya, mostró su reticencia ante una ampliación del pasivo de Hidrola en aquellas circunstancias. Finalmente, se optó, según se ha visto más arriba, por llevar a cabo la primera emisión de obligaciones⁴⁷. Antonio Basagoiti fue nombrado en 1930 vicepresidente de Hidroeléctrica Española, puesto que desempeñó hasta su muerte, tres años después.

Basagoiti y José Luis de Ussía se mostraron unos años más tarde, en 1917, partidarios decididos de la extensión de la capacidad productiva de Hidrola, con motivo del proyecto de Dos Aguas, en el río Júcar⁴⁸. Hubo dos miembros de la familia Ussía en el Consejo de Hidroeléctrica Española en el período 1925-1935, el marqués de Aldama, fallecido en 1931, y José Luis de Ussía, conde de los Gaitanes, ambos vinculados al Banco Central, nacido en 1919 de la iniciativa de diversos grupos bancarios, entre los que se encontraba la Casa Aldama, uno de los primeros apoyos financieros de Hidrola. También el marqués de Villarreal de Álava y de Casa-Palacio, José María de Palacio y Palacio, vicepresidente de Hidrola hasta su fallecimiento en 1930, era consejero del Banco Central. Sin embargo, parece que esta importante sociedad crediticia no ejerció la función de intermediario financiero de Hidrola durante el período 1925-1935, con la misma intensidad que el Banco de Vizcaya y los madrileños Banco Hispanoamericano y Banco Español de Crédito⁴⁹.

Al Consejo de Hidroeléctrica Española fueron incorporándose nuevos accionistas, por lo común ocupando los puestos vacantes por fallecimiento de los anteriores consejeros, y sin que esa renovación modificara el equilibrio de los diferentes grupos representados. Dámaso de Escauriaza, consejero desde 1926, y Venancio Echevarría, consejero desde 1929, lo eran también del Banco de Vizcaya. Escauriaza, además, pertenecía a los consejos de Hidroeléctrica Ibérica, Unión Eléctrica Vizcaína, Viesgo, Electra de Madrid, Electra de Lima, Sociedad de Electrificación Industrial y Unión Eléctrica de Cartagena. Personificaba, como pocos, los intereses generales del Grupo Hidroeléctrico al que Hidrola pertenecía⁵⁰. También en 1929, José María de Oriol y Urquijo, hijo de José Luis de Oriol y Urquien, se incorporó al consejo de Hidrola. Pablo Garnica, consejero del Banco Español de Crédito, fue consejero de Hidroeléctrica Española a partir de 1931. Un año después se incorporaba al consejo Víctor Urrutia, hijo de Juan Urrutia, y en 1933 lo hacía Salvador Basagoiti, hijo del que fuera fundador del Banco Hispanoamericano, Antonio Basagoiti.

Leandro de Pinedo había sido el primer secretario general del Consejo de Hidroeléctrica Ibérica, desde 1903, y lo sería más tarde de Hidroeléctrica Española, desde

el momento de la fundación de esta última sociedad, el 13 de mayo de 1907. En los dos cargos mantuvo estrechas relaciones con el director gerente de ambas sociedades, Juan Urrutia. A la muerte de Urrutia, en 1925, Pinedo fue designado director gerente y en 1931, al fallecer el marqués de Aldama, ocupó la vacante de consejero dejada por este. Dos años después, en 1933, formó parte de la Comisión Ejecutiva. En todos estos puestos, Leandro de Pinedo desarrolló una eficazísima labor de coordinación de esfuerzos y control de los diferentes campos de actuación de la sociedad. En el capítulo de la extensión de la producción y distribución de energía de Hidrola en la región valenciana, Pinedo fue autorizado, en 1929, para comprar acciones de Energía Eléctrica de Mijares y formó parte de la Sociedad Electra Castellonense. Murió en 1937, después de participar en las sesiones del Consejo de Administración que se celebraron en San Sebastián, en ese mismo año, una vez que la mayoría de los consejeros abandonaron la zona dominada por el Gobierno de la República durante los primeros años de la Guerra Civil¹⁵¹.

3.5 LA RENTABILIDAD DE HIDROLA EN EL PERÍODO 1925-1936

Desde el punto de vista de la rentabilidad de la empresa pueden calificarse, sin duda, de muy favorables los resultados obtenidos por Hidrola entre 1925 y 1936. Como se ha visto en las páginas anteriores, no fue éste un período precisamente apacible, carente de dificultades. Un imprevisto retraso de dos años en la terminación del salto de Millares, la posterior incertidumbre sobre la evolución del consumo de electricidad a consecuencia de la crisis económica, la creciente presión de la competencia en el mercado valenciano, fueron otros tantos —no los únicos— obstáculos que hubieron de resolverse entre mediados de la década de 1920 y el estallido de la Guerra Civil. Sin embargo, según muestran los datos recogidos en la tabla 17, los beneficios líquidos se cuadruplicaron en diez años. En pesetas constantes, pasaron de 3,5 millones en 1925 a 14,3 millones en 1935. Los ingresos brutos, medidos en pesetas de 1913, aumentaron, a lo largo de esos diez años, a una tasa anual media del 9,3%, mientras que los gastos variables —costes de explotación más costes financieros—, asimismo en pesetas constantes lo hicieron a una tasa del 3,2%¹⁵².

Los gastos de la explotación experimentaron un aumento considerable en 1931 y 1932, debido a la sequía sufrida en esos años, por lo que se hubo de intensificar la producción térmica, con un coste adicional, sólo en 1932, de cerca de seis millones de pesetas. También se acudió al aprovisionamiento de energía que facilitaron otras compañías, con las cuales se mantenía un régimen de intercambio desde hacía varios años¹⁵³. Al margen de estas circunstancias excepcionales, los costes de explotación, en pesetas constantes,

experimentaron un incremento medio del 39% al año entre el período 1926-1929 y el de 1933-1935. Fueron probablemente los costes salariales y, en general, laborales aquellos que más influyeron en esta importante subida. En 1931 hubo conflictos sociales que retrasaron la terminación de las obras de Millares, y una vez que ésta se produjo, los trabajadores eventuales de la zona exigieron su permanencia en la plantilla de la empresa, promoviendo una huelga con la consecuencia de diversos daños y desperfectos en las instalaciones. Por otra parte, en 1934, la huelga revolucionaria de octubre provocó despedidas de los trabajadores que la secundaron en Hidrola, un 13% del personal, del que fue posteriormente readmitido el 11,5%¹⁵⁴.

Aun contando con la mencionada elevación en los años treinta de los gastos de explotación representaron una proporción cada vez menor de los ingresos derivados exclusivamente de la explotación de energía eléctrica: representaron aquellos gastos en 1925 el 29% de los ingresos de la explotación, el 25% en 1930 y el 20% en 1935. En cuanto a los gastos financieros, la media anual, en pesetas constantes, correspondiente al período 1926-1929 fue de 2,9 millones de pesetas, y el de 1933-1935 de 3,3 millones de pesetas, un 13% más. Fue, por tanto, mucho más contenida la elevación de los costes financieros que la experimentada por los costes de explotación, a pesar de que en 1932 y 1933 Hidrola hubo de ayudar a Electra y Volta, cumpliendo el pacto de auxilios mutuos del Grupo Hidroeléctrico.

La evolución de los beneficios líquidos —diferencia entre producto neto y amortización de material industrial— fue creciente a lo largo de todo el período, tal y como muestra la tabla 17. En pesetas constantes, los beneficios líquidos de 1925 fueron de 3,5 millones; en 1928, de 5 millones; en 1930, de 6 millones; en 1933, de 11,7 millones; en 1935, de 14,3 millones. En términos reales, por tanto, las ganancias o beneficios líquidos de Hidroeléctrica Española se cuadruplicaron entre 1925 y 1935.

En la tabla 18 se expresa la evolución de los beneficios líquidos así como de los beneficios repartidos, medidos estos últimos tanto sobre los beneficios líquidos como sobre el capital efectivo. Puede observarse —en la columna tercera de dicha tabla— que los beneficios repartidos, entre 1925 y 1935, representaban una proporción cada vez menor de los beneficios líquidos, desde el 70% en 1925 al 50% diez años después. Los observadores comentaban este hecho, estimando que los gestores de Hidrola prefirieron atender «con intensidad al concepto de amortizaciones», antes que al reparto de dividendos. En realidad, el destino de los beneficios no repartidos eran los fondos de reserva y de previsión y los remanentes para ejercicios futuros, en una prudente actitud ante posibles alteraciones a la baja del mercado, aunque, ciertamente, los beneficios distribuidos no bajaron, antes de 1936, del 9%. Además, las ampliaciones de capital autorizadas en 1925 y 1928 incluyeron el pago de un interés fijo a las cantidades desembolsadas por el pago de las acciones. Éstas podían pagarse al contado, en el momento de apertura de la sus-

TABLA 17 Ingresos, gastos y beneficios de Hidroeléctrica Española, 1925-1936
(millones de pesetas corrientes)

| | INGRESOS BRUTOS ¹ | GASTOS VARIABLES ² | PRODUCTOS NETOS | AMORTIZACIÓN DE MATERIAL INDUSTRIAL | BENEFICIOS LÍQUIDOS |
|------|---------------------------------|----------------------------------|--------------------|--|------------------------|
| 1925 | 17,4 | 9,5 ³ | 7,9 | 1,4 | 6,5 |
| 1926 | 17,4 | 10,3 ⁴ | 7,1 | 1,0 | 6,1 |
| 1927 | 18,0 | 9,4 | 8,6 | – | 8,6 |
| 1928 | 19,3 | 10,1 | 9,2 | – | 8,2 ⁵ |
| 1929 | 21,6 | 9,6 | 12,0 | 2,0 | 10,0 |
| 1930 | 24,1 | 11,0 | 13,1 | 2,0 | 11,1 |
| 1931 | 27,6 | 14,7 | 12,9 | – | 12,9 |
| 1932 | 28,9 | 15,0 | 13,9 | – | 13,9 |
| 1933 | 30,1 | 11,4 | 18,7 | – | 18,7 |
| 1934 | 33,7 | 12,8 | 20,9 | 2,5 | 18,4 |
| 1935 | 37,7 ⁶ | 11,5 ⁶ | 26,2 | 2,7 ⁶ | 23,5 |
| 1936 | 34,4 | 11,5 | 22,9 | 3,0 | 19,9 |

Fuente HE, *Memorias*.

1 Ingresos obtenidos en el ejercicio por la explotación de energía eléctrica, cartera de valores y fincas y fianzas.

2 Gastos de explotación más gastos financieros.

3 Se incluyen, como gastos, resultados negativos del año anterior por 85.000 pesetas.

4 Se incluyen, como gastos, resultados negativos del año anterior por 147.922 pesetas.

5 Se destina al fondo de previsión un millón de pesetas.

6 Datos estimados por extrapolación.

cripción, cerrada al cabo de un mes, o bien en cinco plazos distribuidos a lo largo de dos años. Dicho interés fijo fue del 7% al año en la emisión de 1925 y del 5,5% en la de 1928. El pago del interés fijo cesaba cuando las acciones nuevas pasaban a recibir dividendos sobre el capital desembolsado, cosa que ocurría al cabo de tres años¹⁵⁵. Por otra parte, fueron creadas en 1928 y puestas en circulación a partir de 1930, según se ha visto más arriba, 100.000 acciones especiales de 25 pesetas cada una, resultado de subdividir 5.000 acciones ordinarias de 500 pesetas, concediendo derecho preferente de suscripción a los tenedores españoles de acciones ordinarias¹⁵⁶.

Según puede comprobarse en el gráfico 3, la rentabilidad de Hidrola creció más aprisa que la del resto de las grandes sociedades anónimas de 1922 a 1930. En 1931 hubo una caída de los beneficios, aunque menor a la experimentada por las restantes sociedades anónimas. La rentabilidad de Hidroeléctrica Española volvió a crecer a partir de 1932 y, de manera muy marcada, a partir de 1933, cuando se superó el nivel de 1930. El conjunto de las grandes empresas no muestra signos de recuperación hasta 1935, sin alcanzar los beneficios de cinco años atrás.

TABLA 18 Beneficios líquidos y dividendos de Hidroeléctrica Española, 1925-1936

| | BENEFICIOS LÍQUIDOS (MILLONES DE PESETAS CORRIENTES) | BENEFICIOS REPARTIDOS ¹ (MILLONES DE PESETAS CORRIENTES) | PORCENTAJE DE BENEFICIOS REPARTIDOS SOBRE BENEFICIOS LÍQUIDOS | PORCENTAJE DE DIVIDENDOS SOBRE CAPITAL DESEMBOLSADO ² |
|------|--|---|---|--|
| 1925 | 6,5 | 4,6 ³ | 70,8 | 10 |
| 1926 | 6,1 | 5,0 ⁴ | 70,4 | 10 |
| 1927 | 8,6 | 5,7 ⁵ | 66,3 | 10 |
| 1928 | 8,2 | 5,8 ⁶ | 70,7 | 10 |
| 1929 | 10,0 | 6,7 ⁷ | 67,0 | 10 |
| 1930 | 11,1 | 7,0 ⁸ | 63,0 | 10 |
| 1931 | 12,9 | 8,1 ⁹ | 62,7 | 10 |
| 1932 | 13,9 | 7,9 ¹⁰ | 56,8 | 9 |
| 1933 | 18,7 | 11,5 ¹¹ | 61,5 | 9 |
| 1934 | 18,4 | 11,8 ¹² | 64,1 | 9 |
| 1935 | 23,5 | 11,8 ¹² | 50,2 | 9 |
| 1936 | 19,9 | 7,6 ¹² | 38,2 | 4,5 |

Fuente: HE, *Memorias*.

- 1 Se incluye el interés fijo pagado, a partir de la ampliación de capital de 1925, a las cantidades desembolsadas por las acciones suscritas, antes de que estas pasaran a participar de los beneficios sociales.
- 2 Se trata de dividendos en sentido estricto, esto es, beneficios repartidos (al margen de los intereses de las acciones a las participaciones del capital).
- 3 Se incluyen 460.000 pesetas, producto del interés fijo del 7% anual sobre el desembolso efectuado de 30.000 acciones (números 82.001 a 112.000).
- 4 Se incluyen 931.929 pesetas, producto del interés fijo del 7% anual sobre el desembolso efectuado de 30.000 acciones (números 82.001 a 112.000).
- 5 Se incluyen 104.015 pesetas, producto del interés fijo del 7% anual sobre el desembolso efectuado de 30.000 acciones (números 112.001 a 120.000).
- 6 Se incluyen 278.931 pesetas, producto del interés fijo del 7% anual sobre el desembolso efectuado de 30.000 acciones (números 112.001 a 120.000).
- 7 Se incluyen 723.752 pesetas, producto del interés fijo del 5,5% anual sobre el desembolso efectuado de 40.000 acciones (números 120.001 a 160.000).
- 8 Se incluyen 910.088 pesetas, producto del interés fijo del 5,5% anual sobre el desembolso efectuado de 40.000 acciones (números 120.001 a 160.000), además de 30.246 pesetas como retribución del 4% a 80.000 acciones especiales de 25 pesetas, desde el 15 de agosto al 31 de diciembre de 1930.
- 9 Se incluyen 2.022.688 pesetas, producto del interés fijo del 5,5% anual sobre el desembolso efectuado de 72.888 acciones (números 120.001 a 192.289), además de 80.000 pesetas como retribución del 4%, a 80.000 acciones especiales de 25 emitidas en 1930, y 10.839 pesetas, como retribución del 4% a las acciones especiales emitidas en 1931.
- 10 Se incluyen 96.182 pesetas como retribución del 4% devengada en 1932 sobre las 96.182 acciones especiales de 25 pesetas emitidas en 1930 y 1931, y 1.909 pesetas como retribución del 4% devengada de julio a diciembre de 1932 sobre 3.818 acciones especiales de 25 pesetas, números 96.183 a 100.000.
- 11 Se incluyen 96.182 pesetas como retribución del 4% devengada en 1933 sobre 100.000 acciones especiales de 25 pesetas.
- 12 Se incluyen 100.000 pesetas como retribución del 4% devengada en cada uno de los años 1934, 1935 y 1936 sobre 100.000 acciones especiales de 25 pesetas.

3.6 EL CONVENIO CON SALTOS DEL DUERO

El proyecto para la utilización de los saltos del Duero, vigente desde que en 1906 se había creado la Sociedad General de Transportes Eléctricos, no suscitó el interés de Hidrola hasta 1918. Al igual que otros tantos proyectos no había encontrado la financiación necesaria para llevarlo a cabo hasta finales de 1917 cuando el Banco de Bilbao se interesó en él¹⁵⁷. Al contar con un importante apoyo financiero, el proyecto se convertía en una potencial amenaza para las compañías relacionadas con el Banco de Vizcaya. La gran cantidad de electricidad podía invadir los mercados de Madrid, donde actuaba Hidrola, y del norte, donde se encontraban Ibérica y Viesgo. La respuesta de las hidroeléctricas llegó en abril de 1918 con la constitución de la Comisión de Estudios Saltos del Duero, tres meses antes de que se fundara la Sociedad Hispano Portuguesa de Transportes Eléctricos¹⁵⁸.

A la comisión le siguió la creación de la Sociedad de Electrificación Industrial en 1919 que tenía como objeto social la electrificación de los ferrocarriles, la construcción de grandes saltos de agua y la fabricación de maquinaria eléctrica. En realidad se trataba de aunar los intereses de las empresas existentes en el mercado para impedir el desarrollo de Saltos del Duero¹⁵⁹. Apoya esta hipótesis el comentario realizado en el consejo de Unión Eléctrica Madrileña, uno de los accionistas de SEI, cuando al dar cuenta de la constitución de dicha empresa: «el elemento principal es la utilización de fuerzas del Duero pero dada su importancia y su carácter internacional, dicha utilización no puede ser inmediata por la existencia de otros saltos cuyo aprovechamiento es más directamente aplicable a la electrificación de los ferrocarriles»¹⁶⁰.

Confirman la hipótesis los motivos expuestos por Ybarra, años más tarde, ante el Consejo de Hidrola, al explicar que era necesaria la disolución de la SEI porque no había podido cumplir sus fines sociales. El primer motivo era que la Sociedad Ibérica de Construcciones Eléctricas había asumido la fabricación de material eléctrico. El segundo porque la concesión de los aprovechamientos del Duero Internacional había sido otorgada a la Sociedad Hispano Portuguesa de Transportes eléctricos¹⁶¹. Si bien las hidroeléctricas no consiguieron hacerse con las concesiones del Duero, las disputas que habían entablado hicieron que el proyecto se retrasara ocho años más.

Al conseguir Saltos del Duero las concesiones en 1926, la estrategia de las hidroeléctricas tenía, necesariamente, que cambiar. En la reunión del Consejo de Hidrola de abril de 1927 se daba cuenta de que los directivos de Saltos del Duero se habían puesto en contacto con Venancio Echeverría para procurar llegar a un acuerdo. César de la Mora y los directores de Ibérica, Hidrola y Viesgo se reunieron para dar una respuesta conjunta. Señalaron que las tres hidroeléctricas no vendían toda la electricidad que podían generar por falta de mercado. La posición adoptada era que «una vez colocado el 75% de la

electricidad producida con las construcciones proyectadas [en el caso de Hidrola, Fuentesa y Millares] podremos obligarnos a no aumentar nuestros medios de producción y ser consumidores de la del Duero, recabando a la vez a nuestros bancos (Vizcaya, Español de Crédito, Hispano Americano y Central) que unidos a los de la compañía Hispano Portuguesa presten una eficaz colaboración para realizar los planes de la misma»¹⁶². Las hidroeléctricas aceptaban que debían negociar con Duero, planteando interesarse en el proyecto, directa o indirectamente.

No conocemos la respuesta que dieron los representantes de Duero pero no tenemos noticia de ningún otro contacto hasta mayo de 1929. Fue durante la segunda mitad de julio cuando tuvieron lugar las conversaciones en Santander y San Juan de Luz entre el marqués de Targiani, Echeverría y de la Mora. En la reunión del 25 de julio acordaron la creación de una nueva sociedad cuyo objetivo sería la producción, transporte y distribución de electricidad en la península, incluso se propuso el nombre de Unión Eléctrica Ibérica. Las razones que se mencionaron a favor de la fusión de todas las empresas fueron las mejoras en la eficiencia técnica y comercial y las mayores ventajas financieras derivadas de una gran entidad pues sería la mayor de España. Esta iniciativa no quedaba circunscrita a las empresas representadas sino que se dejaba la puerta abierta para que otros grupos eléctricos se sumaran a ella, en especial se mencionaba a la Unión Eléctrica Madrileña. Las discrepancias se hallaban en la fórmula financiera de la fusión. En el memorando se apuntaba que la United Electric Securities probablemente actuaría a través del Syndicat Espagnol de Développement Électrique que estaba en camino de constituir junto con el Banco de Bilbao y el grupo Volpi¹⁶³. Las negociaciones no prosperaron probablemente debido a la situación interna de Duero. Por un lado, los americanos desistieron de la creación del sindicato con el banco de Bilbao, aliándose solamente a Volpi. Por el otro, los directivos españoles no querían renunciar a la participación directa en el negocio de distribución y se opusieron al proyecto.

La voluntad de conseguir una distribuidora propia llevó a los directivos de Duero, Domingo Epalza y José Orbegoza, a contactar con las hidroeléctricas en noviembre de 1930. En la primera entrevista, Epalza señaló que tenían estudiada la constitución de una gran sociedad de distribución a la que aportarían las distribuidoras que habían ido adquiriendo y construirían una red moderna en Bilbao. Esta empresa tendría un capital de cien millones de pesetas, en parte suscrito por el Banco de Bilbao¹⁶⁴. Claramente querían dejar al margen el proyecto extranjero pues Echeverría destacó que Epalza «ha tenido mucho empeño en hacer resaltar que el arreglo no admite en manera alguna lo hagan los extranjeros»¹⁶⁵. Epalza intentó presionar a las hidroeléctricas arguyendo que una vez terminado el salto del Esla cualquier precio obtenido sería mejor que dejar correr el agua al río y, además Duero carecía de obligaciones por lo que se encontraba en una posición mejor para afrontar la competencia.

La idea de la distribuidora no fue desechada por Echeverría quien incluso contempló la posibilidad de que Unión Eléctrica Vizcaína aportara su red. Pero advirtió que cualquier negociación debía partir de la base de respetar el *statu quo*, pues «el pasado y el presente nos pertenece en absoluto, estando conformes en reconocerles una parte del porvenir hidroeléctrico español, pero no todo»¹⁶⁶.

Según Echeverría las hidroeléctricas se encontraban en mejor posición para hacer frente a la competencia porque tanto los saltos como los mercados se encontraban en zonas distintas de España. Era poco probable que Duero pudiera entablar competencia en todos los mercados pues ello conllevaba un gasto de cientos de millones de pesetas. Además, ante la posibilidad de que Duero iniciara la competencia, habían creado un fondo de auxilios mutuos para que las sociedades afectadas recibieran la ayuda de las demás. Quedaba claro que los representantes de las hidroeléctricas consideraban que tenían un mayor poder de negociación juntos que cada empresa por separado. Esto era particularmente importante para Hidroeléctrica Ibérica y Electra de Viesgo, cuyas zonas, especialmente el País Vasco, eran el objetivo principal de Duero.

El fondo de auxilios mutuos no fue la única acción conjunta de las hidroeléctricas frente a Duero. Ante «el peligro que los americanos pretendieran adquirir el control de nuestros negocios por compra de importante número de acciones, peligro que vimos acrecentar al constituirse el *holding* americano»¹⁶⁷, las hidroeléctricas habían tomado una serie de medidas como la creación de las acciones especiales. Las acciones especiales estaban en manos de Electra de Lima, cuyas acciones se encontraban repartidas en las carteras de las diferentes empresas del grupo¹⁶⁸.

Epalza consideraba que con Hidrola no había problema porque la única zona en la que coincidían era Madrid. Dado que Saltos del Duero había conseguido un acuerdo con Unión Eléctrica Madrileña para colocar su energía, no ocasionaría «molestias» a Hidrola¹⁶⁹. En efecto, en noviembre de 1930 Saltos del Duero y Unión habían llegado a un acuerdo por el que la primera pasaba a suministrar energía a la segunda a través de Saltos del Alberche una vez éstos hubieran agotado la energía producida. El precio que Alberche pagaría a Duero sería menor que el percibido de Unión, siendo la diferencia una compensación por dejar de construir sus saltos¹⁷⁰. Además, se acordó que los mercados de Segovia y Ávila quedaban reservados para Saltos del Alberche.

El único obstáculo era el acuerdo firmado, a principios de 1930, entre Hidrola, Unión y Alberche que contenía una cláusula por la que las tres empresas se comprometían a no consumir electricidad de terceros sin el permiso de las otras dos sociedades. Por esta razón Epalza expresaba que no había problema en respetar la zona de Hidrola a cambio que Hidrola autorizara a Unión a tomar energía del Duero. También aspiraba a que Hidrola limitara la cantidad de electricidad que enviaría a Madrid desde Millares¹⁷¹.

Las entrevistas con Epalza y Orbegozo duraron hasta junio de 1931 cuando Echeverría rechazó la propuesta de Duero considerándola completamente inaceptable.

Las negociaciones se reemprendieron en enero de 1933 con el marqués de Targiani como negociador de Duero. La separación de la United Electric Utilities de la Iberian Electric Ltd. seguramente impulsó la reanudación de los contactos.

La pretensión inicial de Duero era conseguir el 30% del mercado en las zonas en que actuaba el grupo hidroeléctrico, esto es vender 150 millones de kWh al precio de siete céntimos el kWh. De la Mora y Echeverría expresaron que era imposible que las negociaciones llegasen a buen término partiendo de dichos requisitos. La opinión que las hidroeléctricas tenían de los directivos del Duero queda claramente expresada por Enrique Ocharan: «Epalza y Orbegozo demuestran un completo desconocimiento del negocio eléctrico, al atreverse a pedir, por mediación de Targiani, un precio de siete céntimos kWh por la energía que les tomáramos»¹⁷².

En la siguiente reunión Echeverría y de la Mora expusieron a Targiani que aceptaban que Duero tendría una cantidad importante de electricidad por colocar y estaban dispuestos a que todas las empresas de su grupo les prestaran «una ayuda para vivir, no la totalidad de la vida»¹⁷³. La ayuda consistía en que Duero tuviera suficientes ingresos para pagar las cargas financieras y los gastos generales. Por lo tanto, la negociación debía orientarse a determinar la cantidad que Duero necesitaba para vivir. En dicha reunión Targiani ya expresaba que estaban dispuestos a renunciar a intervenir directamente en la fase de distribución, aunque aspiraba a una participación en las sociedades distribuidoras.

Después de quince días y ocho entrevistas se había producido un acercamiento entre las partes sobre los puntos generales. Tomás Astigarraga sugirió que se aplazaran las negociaciones hasta que se llegara a un acuerdo entre todas las hidroeléctricas sobre la forma en que se habían de repartir los sacrificios que el convenio con Duero conllevaría. Los negociadores estimaban que el sacrificio sería de 4 a 4,4 millones de pesetas, esto es, la compra de 80 millones de kWh a un precio situado entre los 5 y los 5,5 céntimos por kWh. A tal fin se reunieron los técnicos Enrique Uriarte de Ibérica, Manuel Ocharan de Viesgo y Leandro Pinedo y de la Mora por parte de Hidrola.

Pinedo, al abrir la reunión, señaló que era conveniente que el sacrificio se repartiera con alteza de miras y equidad, para «advertir que el Duero [...] ha puesto su atención principal en el mercado de Bilbao, no interesándole tanto los mercados de Electra de Viesgo y de la Hidroeléctrica Española»¹⁷⁴. Hidrola estaba dispuesta a aportar el 15% del pago a realizar a Duero. Uriarte y Ocharan propusieron que Hidrola aumentara su participación al 20%. Ésta aceptó siempre y cuando Cooperativa Electra Madrid se hiciera cargo del aumento. En el acuerdo final Hidrola se comprometió a pagar una suma equivalente a 16 millones de kWh, o sea el 20%, y Electra a cubrir la mitad de dicha cuota.

El otro tema que se trató fue el pacto de auxilios mutuos. Ibérica había propuesto que se extendiera la aplicación del pacto a la disminución de los beneficios derivados de los pagos que se harían a Duero para evitar la competencia. Esta utilización favorecía fundamentalmente a Ibérica y Viesgo. Hidrola se opuso sugiriendo que el fondo actuara de banquero, anticipando sin interés cantidades que posteriormente las empresas reembolsarían cuando pudieran distribuir dividendos del 7%.

En opinión de Echeverría la actitud de Hidrola era «algo irreductible» en el asunto del fondo pero, a su vez, había mostrado «amplitud de criterio para facilitar la entrada de Duero en Madrid y para reducir, por lo tanto, las reclamaciones de éste al grupo hidroeléctrico como consecuencia de las compensaciones que espera obtener de la UEM [Unión Eléctrica Madrileña] por las renunciaciones que concede la Hidroeléctrica Española»¹⁷⁵. Por esta razón proponía, y así se acordó, que una vez firmado el convenio con Duero se liquidara el fondo. Cada sociedad percibiría sus aportaciones y Volta y Electra Valenciana devolverían el auxilio recibido. De hecho, al desaparecer la competencia, el pacto ya no tenía razón de existir. Tal y como lo expresó Pinedo, el pacto «indudablemente había servido de arma política francamente eficaz para solucionar más rápidamente las competencias de LUTE y Duero»¹⁷⁶.

Después de un agitado mes de marzo, las negociaciones se interrumpieron hasta octubre. Durante este período, los técnicos de Ibérica estaban estudiando la posibilidad de crear una gran distribuidora que abarcara toda la zona norte. Uriarte desaconsejó esta empresa por razones fiscales y porque el precio medio de venta de Ibérica era un 30% superior al de Viesgo. A partir de noviembre se sucedieron las reuniones de los técnicos de las hidroeléctricas y de Duero pero cuando quedaban pocos puntos por acordar las reuniones se interrumpieron porque de la Mora consideraba que se debía dar cabida a los técnicos de la Unión Eléctrica Madrileña. Echeverría era partidario de continuar las negociaciones para llegar a un acuerdo en la zona norte, supeditándolo al acuerdo de la zona centro. Temía que Ruiz Senén «oriente a sus técnicos en forma de venir a estorbar nuestra negociación, porque además veo en él un deseo muy grande de querer aducir derechos en el mercado del Norte»¹⁷⁷. Las negociaciones continuaron sobre la zona norte.

Paralelamente se iniciaron contactos entre Unión y los negociadores de las hidroeléctricas que hacían de puente con Duero. Éste quería que Unión le comprase el doble de la cuota de Hidrola porque consideraba que el mercado se lo repartían Hidrola, Unión y Alberche. De la Mora y Echeverría apoyaron la tesis de Unión. El argumento de éstos era que la energía que se obligaban a comprar era una cesión del mercado presente y Alberche no tenía mercado en Madrid. Por otro lado Ruiz Senén quería que la obligación de no construir nuevos aprovechamientos estuviera condicionada a que cuando se agotase la energía se estudiaran todos los aprovechamientos disponibles y se construyera el más

barato. Parece que Orbegozo y Arteché estaban dispuestos a aceptar estas condiciones pero Epalza opinaba que se iba a llegar a un acuerdo «prescindiendo Duero de toda distribución, condicionando la construcción de los saltos y recibiendo como indemnización cuatro perras gordas»¹⁷⁸.

Finalmente Unión aceptó adquirir un número de kWh mayor al de Hidrola, pero a cambio consiguió que las cantidades fueran reintegrables y que solamente tuviera que pagarlas a partir del momento en que Duero fuera capaz de proporcionar un suministro normal y permanente en Madrid.

En julio de 1934 se aprobaron las bases del convenio que entraría en vigor en julio de 1935. Hidrola fue la empresa que salió peor parada en el convenio y ello fue consecuencia de su lealtad a Ibérica y Viesgo. Al formar parte de las hidroeléctricas, Hidrola empezó a pagar las cuotas desde julio de 1935. Esto es, tuvo que pagar 880.000 pesetas anuales por 16 millones de kWh que no consumía pues no estaba construida la línea a Madrid y a diferencia de Unión estas sumas no eran reintegrables. En palabras del mismo de la Mora «la toma de ese número de kW era para la Española un fondo completo de pérdidas»¹⁷⁹. Un gran sacrificio.

CONCLUSIONES

La evolución de Hidroeléctrica Española desde su creación, en 1907, hasta 1936, responde en sus características principales a las grandes empresas que, en buena medida, protagonizaron la segunda revolución industrial (el *second wind* de David S. Landes). No sólo su propia dedicación —la producción de energía eléctrica, básicamente hidroelectricidad— era un logro inconfundible de los últimos años del siglo XIX y primeros del XX. La búsqueda de una dimensión óptima, la continuada renovación tecnológica, la elevada inversión en infraestructuras, la disminución de los costes medios como objetivo relevante de la empresa, el recurso a los grandes intermediarios financieros, eran otras tantas señas de identidad de las grandes empresas de esta nueva generación de la revolución industrial. En su propio sector, el de la energía, Hidroeléctrica Española, durante el primer tercio del siglo XX, destacó por su tamaño, pero también por su expansión física y por su rentabilidad.

La expansión de la capacidad productiva de Hidroeléctrica Española, llevada a cabo antes de 1936, resulta indiscutible. A fines de la década de 1920, y durante la primera mitad de la siguiente, Hidrola era la segunda empresa eléctrica española, en cuanto a potencia instalada. La primera posición, destacadamente, correspondía a Barcelona

Traction. Esta última aportaba entonces el 23% de la producción española de electricidad, mientras que Hidrola tenía una participación del 12%¹⁸⁰.

La capacidad energética de Hidrola instalada en 1912 más que se septuplicó tras el montaje del tercer grupo turbina-alternador en el salto de Millares, en 1935, cuando se superó la potencia de 139.500 kW. Pero, sobre todo, hay que destacar la apuesta decidida desde los comienzos —y puesta de manifiesto por Juan Urrutia en sus escritos— por las ventajas, a largo plazo, de la construcción de grandes centrales hidroeléctricas. Molinar, Villora, Cortes de Pallás, Tranco del Lobo y Millares son otras tantas y sucesivas pruebas físicas de esta voluntad mantenida a lo largo de tres décadas.

La producción termoeléctrica resultaba indispensable, sin embargo, por la distribución horaria del consumo energético, y por los imprevisibles y, con frecuencia, severos y prolongados estiajes. Ciertamente, la construcción de embalses reguladores y los avances tecnológicos en la producción y conservación de energía, tanto en el campo hidroeléctrico como en el termoeléctrico, contribuyeron a reducir los costes diferenciales de la energía producida por Hidrola a partir del vapor. No obstante, durante la prolongada sequía de 1931 y 1932, el recurso a la producción térmica influyó con una elevación de los costes de explotación en un 81% entre 1930 y 1932. En 1915, en funcionamiento ya las instalaciones de Molinar y Villora, la producción termoeléctrica representaba el 2,5% de la hidroeléctrica generada por Hidroeléctrica Española. En 1927, dicha proporción era del 0,6%. Sin embargo, la importancia relativa de la termoelectricidad, en épocas de escasa o nula pluviosidad, fue mucho mayor: en 1918, representó el 12,5% de toda la energía producida por Hidrola; en 1921, el 16,4%; en 1931, el 10,6%.

La producción total de electricidad de Hidrola pasó de 99 millones de kWh en 1913, a 464 millones en 1935, con una tasa anual media del 7,3% entre 1913 y 1935. De acuerdo con dicha estrategia productiva, el valor de las instalaciones o del capital fijo aumentó también de manera continua: de 26 millones de pesetas en 1913 a cinco veces más, 140 millones, en 1935, en pesetas constantes. Este incremento del valor del equipo capital trajo consigo un aumento de productividad, y una paralela reducción de costes unitarios, no menos llamativa. Los costes de explotación representaron en 1915 el 48% de los ingresos brutos de Hidrola; en 1935, sólo significaron el 20%. Los costes financieros de la sociedad, en 1915, alcanzaron el 11,8% de los ingresos brutos; en 1925, el 25,2%; en 1935, el 17%. Estas cantidades resultan expresivas tanto del coste financiero creciente que, de modo inevitable tuvo el continuado aumento de capital físico de la empresa como de la decisión, tomada a partir de 1930, de reducir, en la medida de lo posible, la trascendencia de dichos costes.

El capital social de Hidrola, que en 1913 sumaba 20 millones de pesetas, llegó a los 132 millones de pesetas corrientes en 1935. Mayor fue el incremento de los recursos propios —sumando al importe del capital el de los fondos de reserva, previsión y

amortización del material industrial —, los cuales pasaron de 20 millones de pesetas corrientes en 1913 a 165 millones en 1935. En pesetas constantes, los recursos propios de Hidroeléctrica Española se quintuplicaron a lo largo de este período. Algo superior fue el incremento relativo de las obligaciones emitidas por Hidrola entre 1913 y 1935, cuyo valor en pesetas constantes se multiplicó por 5,5 entre ambas fechas. El crédito a corto plazo, compuesto por los efectos comerciales en manos del público y el abierto a la empresa por el Banco de España y la banca privada, apenas tuvo relevancia antes de 1920. En este último año, el crédito a corto plazo llegó a representar el 18% de la suma de los recursos propios, ascendiendo, en 1925, al 32% de tales recursos. Sin embargo, la importancia relativa de esta línea de financiación disminuiría en los años sucesivos: en 1928 significó el 23% de los recursos propios: el 20% en 1930; el 16% en 1933. A partir de dicho ejercicio, el crédito a corto plazo desapareció casi por completo de los balances hasta 1936.

Los bancos privados con los que Hidrola mantuvo frecuentes vínculos, en tanto que intermediarios financieros a la hora de ampliar el capital social, colocar obligaciones en el mercado o extender crédito a corto plazo, fueron el Banco de Vizcaya, el Banco Central (y antes, la Casa Aldama), el Banco Español de Crédito y el Banco Hispanoamericano. Todos ellos mantuvieron representantes en el Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española, a lo largo del período 1907-1935. Hidrola mostró, durante esta etapa, una autonomía de decisiones precisamente basada en el equilibrio de opiniones logrado en el seno del consejo entre los diversos vocales, al margen de la procedencia de unos y otros. Sin embargo, resulta indudable la particular relación con el Banco de Vizcaya en tres aspectos. En primer lugar, por el impulso creador de la propia sociedad Hidroeléctrica Española, procedente de los altos responsables de Hidroeléctrica Ibérica, a su vez instituida con el concurso financiero del Banco de Vizcaya. En segundo lugar, por la estrecha relación que Hidrola siempre conservó con las restantes sociedades eléctricas nacidas del tronco común de Hidroeléctrica Ibérica. Basten mencionar, en este sentido, los ejemplos de la participación de Hidrola en Electra de Lima y Unión Eléctrica Portuguesa, o el apoyo a algunas empresas del mencionado Grupo Hidroeléctrico durante los años más duros de la crisis económica, a comienzos de la década de 1930. En tercer lugar, por la destacada función que, en los órganos rectores de Hidrola, ejercieron personalidades vinculadas al Banco de Vizcaya como Juan Urrutia o Fernando María de Ybarra, marqués de Arriluce de Ybarra. Ciertamente, fueron asimismo decisivas influencias de individuos procedentes de distintos ámbitos, como Lucas de Urquijo, José Luis de Oriol, César de la Mora o Antonio Basagoiti, entre otros.

El esfuerzo de Hidroeléctrica Española, sostenido a lo largo de un cuarto de siglo, por ampliar el capital fijo y la consiguiente capacidad de producción, sólo puede explicarse por la confianza, que Juan Urrutia y los restantes responsables de la sociedad mani-

festaron, en una paralela expansión del mercado. Una de las claves de esta proyección favorable era el crecimiento económico esperado, que la realidad confirmaría. La renta per cápita de España aumentó a una tasa relativamente modesta entre 1890 y 1913, un 0,9% anual medio en pesetas constantes. Entre 1913 y 1935, dicha tasa de aumento de la renta real por habitante subió hasta un nivel medio anual del 1,2%. Tal incremento hizo que la renta anual per cápita de España creciera más aprisa, entre 1913 y 1935, que la de Italia y Gran Bretaña, aunque por debajo de la renta por habitante de Alemania¹⁸¹. La aceleración del crecimiento de los ingresos per cápita trajo consigo, entre otras consecuencias, un aumento del consumo de electricidad, tanto por parte de las economías domésticas como por las empresas. Se ha calculado que el consumo bruto de hidroelectricidad en España creció a una tasa anual media del 10,4% entre 1913 y 1935. Tan brillante aumento no debe ocultar, sin embargo, el hecho de que el nivel de consumo de energía primaria por habitante, en España era, en 1933, cuatro veces y media inferior al de Francia y casi ocho veces inferior al de Gran Bretaña. No obstante, da idea de la rápida difusión de la hidroelectricidad en España el hecho de que, en ese mismo año, representaba el 24% de la energía total consumida, por detrás de Italia, donde la hidroelectricidad alcanzaba el 48% de las fuentes primarias de energía utilizada, pero muy por delante de Gran Bretaña, con el 0,2%, o de Francia, con el 9,3%¹⁸². Esta incorporación, relativamente temprana, de la economía y de la sociedad a la energía hidroeléctrica se basaba, entre otras razones, en la relación favorable, para este tipo de energía, entre el precio de la hulla y de la electricidad, en torno a 1930. La ventaja comparativa de la electricidad residía en la mejor dotación, en términos relativos, que tenía la Península Ibérica en recursos hídricos que en recursos carboníferos¹⁸³.

La segunda causa explicativa del crecimiento de la demanda fue la disminución de los precios de la electricidad en distintas etapas, dentro del período 1909-1935. La congelación por norma de las tarifas máximas hasta comienzos de la década de 1920, se tradujo, especialmente durante los últimos años de la Guerra Mundial y los primeros de la posguerra, en una caída del precio real de la electricidad consumida. La combinación del encarecimiento del carbón y del transporte en aquellos años, junto con una pertinaz sequía, de funestas consecuencias para las compañías, y en concreto para Hidroeléctrica Española, llevó a la repetida solicitud —y, finalmente, a la concesión en 1923— de un alza de las tarifas máximas del consumo. Fue, sobre todo, la reversión en la tendencia general de los precios —en este caso deflacionista— durante la década de 1920, lo que hizo que se encarecieran, en términos reales, las tarifas máximas eléctricas, aunque casi siempre estuvieron por debajo del nivel correspondiente a 1918. Por otra parte, hay evidencia de que, en esos años, las compañías eléctricas, y en concreto Hidroeléctrica Española, buscaron un aumento de las contrataciones mediante precios medios pactados por debajo de las tarifas máximas¹⁸⁴. La crisis económica general posterior a 1929, sentida con singular gravedad en las regiones

mineras y exportadoras del litoral mediterráneo a que Hidrola servía, hizo que esta sociedad procurara acentuar la disminución del precio en las contrataciones, especialmente en las zonas de expansión. En realidad, el consumo de hidroelectricidad en España creció, entre 1928 y 1935, a una velocidad parecida que de 1908 a 1928: en estos últimos diez años a una tasa anual media del 7,9%, y entre 1928 y 1935 a una tasa del 8,4%¹⁸⁵. En el caso de Hidrola, la ampliación de la capacidad productiva, tras la puesta en funcionamiento de la central de Millares, durante los años de la crisis, obligó a una intensificación de la búsqueda de nuevos demandantes, así como al reforzamiento financiero de la sociedad frente al eventual incremento de la competencia en el mercado valenciano.

Hidroeléctrica Española mantuvo diferentes estrategias en el mercado, a lo largo de sus primeros treinta años de existencia. Por una parte, allí donde fue posible —particularmente en Madrid— estableció un régimen de duopolio estable con otra gran compañía, Unión Eléctrica Madrileña, de manera que ambas trataron de unificar tarifas, repartirse cuotas de mercado y compartir costes, a la vez que pactaban la producción y distribución de electricidad con las restantes sociedades menores de la capital, las cuales fueron incorporándose, masivamente, al ámbito de sus intereses y decisiones. En la región valenciana y en la suroriental, Hidrola intentó y consiguió, llegar a acuerdos de producción y distribución con otras sociedades eléctricas, algunas de las cuales fueron absorbidas por la primera. Mención aparte merece la creación de sociedades —Electra de Madrid, Electra Valenciana— que suministraban la electricidad producida por Hidrola en los mercados minoristas, a cambio de una participación de ésta en los beneficios logrados por las distribuidoras. En tercer lugar, debe destacarse la inversión directa e indirecta de Hidrola en las empresas Electra de Lima y Unión Eléctrica Portuguesa.

La rentabilidad obtenida por Hidroeléctrica Española desde su entrada en el mercado hasta la ruptura marcada por la Guerra Civil, dependió tanto de la estrategia empresarial decidida por los responsables de la sociedad —definida, ante todo, por un empeño decidido de ampliar sus instalaciones y disminuir los costes unitarios— y, naturalmente, por las cambiantes circunstancias del mercado. Se ha destacado más arriba la coincidencia de la expansión máxima de la capacidad productiva de Hidrola, antes de 1936, hasta rebasar los 460 millones de kWh, con la depresión del mercado minerometalúrgico de Cartagena y con la crisis industrial y de las exportaciones en la región valenciana. Sin embargo, no fue éste, en absoluto, el momento más crítico para Hidroeléctrica Española antes de la Guerra Civil. Las circunstancias más acuciantes se vivieron en el período 1918-1924. La Guerra Mundial trajo consigo un encarecimiento agudo del carbón mineral y de los transportes, además de una elevación considerable de los salarios. Estos hechos repercutieron de forma inmediata en un incremento imprevisto de los costes de explotación, sobre todo cuando la sequía, a lo largo de seis años, casi sin interrupciones, hizo imprescindible recurrir a la producción termoeléctrica para satisfacer la demanda. Los

costes de explotación llegaron a rebasar el 70, e incluso el 80%, de los ingresos de la producción de electricidad. Ello no impidió ni la aparición de restricciones al consumo ni la suspensión temporal de nuevas contrataciones. No acabaron ahí las dificultades de Hidrola en aquel tiempo: una vez iniciadas las obras, surgieron obstáculos insalvables en la construcción de la central de Dos Aguas. Hubo de modificarse sustancialmente el proyecto inicial hasta dar por concluidos, años más tarde, en 1922, los trabajos de la central de Cortes de Pallás, la cual, junto con la posterior de Millares, vinieron a hacer realidad la idea original de Dos Aguas.

Los dividendos del 10% sobre el capital efectivo, repartidos entre 1916 y 1920 —salvo el año de 1918— se redujeron hasta el 3, el 4 y el 7% en los ejercicios siguientes. A partir de 1924 volvió a distribuirse un 10% de dividendo, rebajado al 9% entre 1932 y 1934. Esta participación de beneficios pudo ser mayor, pero los gestores de Hidrola decidieron limitar los dividendos en aras de unas reservas más sustanciales.

Notas

- 1 Hidroeléctrica Española —en adelante, HE—, *Memoria*, 16 de marzo de 1909, p. 3.
- 2 Muriel Hernández (2002), p. 26. Según su autor: «Juan de Urrutia resolvió con precisión los transportes a larga distancia, nunca realizados hasta entonces. Cuando lo necesitaron, la producción de los saltos y la distancia a los centros de consumo utilizó, por primera vez y para asombro del mundo eléctrico internacional, las tensiones de 30.000, 60.000 y 132.000 V en el transporte eléctrico».
- 3 Mora y Urrutia (1958), p. 13. Sobre los primeros tiempos de los Bancos Hispanoamericano y Central, véase García Ruiz y Tortella (1994).
- 4 Muriel Hernández (2002), p. 38. Roldán y García Delgado (con la colaboración de Juan Muñoz) (1973), II, pp. 368-443.
- 5 Aubanell (2000), pp. 153-184.
- 6 Antolín (1989), pp. 237-264; HE, *Memoria* (16 de marzo de 1909), p. 8.
- 7 Cayón García (2002), pp. 301-334. Cayón García (1997).
- 8 *Hidroeléctrica Española S.A., 1907-1957*, pp. 19-23.
- 9 HE, *Memoria* (2 de abril de 1914), p. 4.
- 10 HE, *Memoria*, (30 de abril de 1910), p. 4, y (28 de abril de 1911), p. 4; Chapa (2002), p. 38.
- 11 HE, *Memoria*, (30 de abril de 1910), pp. 7-9.
- 12 Además de las empresas eléctricas reseñadas en el texto principal —Madrileña, Bolarque, Santillana y Gasificación— hubo, en el Madrid de las dos primeras décadas del siglo XX, varias empresas, todas ellas termoeléctricas, dedicadas a la distribución de energía en diferentes barrios de Madrid: entre otras, Chamberí (cinco millones de pesetas de capital efectivo en 1900), Mediodía (6 millones de pesetas de capital social en 1900), Central de Electricidad de la Castellana y Canal del Jarama (cuatro millones de capital emitido en 1902), y la Sociedad Eléctrica del Pacífico (500.000 pesetas de capital social en 1898). Véase Aubanell (2001), I, pp. 12-59.
- 13 Aubanell (2000), p. 164; Archivo del Registro Mercantil de Madrid (en adelante ARMM), t. 60, h. 2562, ff. 40-48.
- 14 *Ibidem*, pág. 164, ARMM, t. 60, h. 2562, ff. 40-48.
- 15 *Ibidem*, p. 165. Aubanell (1992), pp. 161-162.
- 16 *Ibidem*, pp. 166-167.
- 17 HE, *Memoria*, (30 de abril de 1910), p. 10.
- 18 HE, *Memorias*, (30 de abril de 1910), pp. 7-8 y (28 de abril de 1911), p. 6.
- 19 Aubanell (2001), I, pp. 113-120.
- 20 *Ibidem*, II, Cuadros A2.4, A2.7, A2.9 y A2.10.

- 21 HE, *Memoria*, (25 de marzo de 1915), p. 4.
- 22 Chapa (2002), p. 40; *Hidroeléctrica Española S.A.*, 1907-1957, p. 26.
- 23 HE, *Memoria* (26 de febrero de 1916), pp. 7-8.
- 24 Chapa (2002), p. 62.
- 25 «La Canadiense» era el nombre popular con el que se conocía a Barcelona, Traction, Light and Power Co., organizada por el norteamericano Frank Stark Pearson, con la participación de la alemana AEG, la americana General Electric y la belga Sofina. La Canadiense controlaba en 1913 el mercado eléctrico de Cataluña, el cual representaba un tercio del total de España. Maluquer de Motes (1987), p. 63.
- 26 HE, *Memoria*, (28 de abril de 1911), p. 6.
- 27 HE, *Memoria*, (28 de abril de 1911), pp. 8-11.
- 28 HE, *Memoria General*, 1950, p. 269.
- 29 Como en Madrid y Valencia, los beneficios se calculaban deduciendo del excedente anual los gastos generales de explotación, conservación y reparación; HE, *Memoria*, (16 de marzo de 1912), pp. 12-13.
- 30 HE, *Memoria*, (16 de marzo de 1912), p. 10.
- 31 En el pasivo de la compañía, en 1911, figuraba una obligación en concepto de «Contrato de suministro de fluido en Cartagena», que presumiblemente habría que deducir de la mencionada cuenta de Activo. La drástica reducción de esta cuenta, según se expone en el texto principal, se daba al cese de la participación accionarial de Hidrola en Unión Eléctrica de Cartagena, relación patrimonial que fue sustituida por una participación de la primera en los beneficios netos de la segunda, en una proporción del 60%.
- 32 Velarde Fuentes (2000), I, pp. 340-344; García Delgado (2002), pp. 100-106.
- 33 Costa (1975); Pan-Montojo (1998), pp. 261-334; Núñez (1992).
- 34 Roldán y García Delgado (1973). Velarde Fuentes (2000), pp. 355-385.
- 35 Sudrià (1990), 2, pp. 363-396.
- 36 Tedde (1974), I, pp. 219-455. García Delgado (1975); Tedde (2001), pp. 141-184.
- 37 Gerschenkron (1962).
- 38 García de Enterría (1994), pp. 98-125.
- 39 Urrutia (1918); Llorente Chala (1979), pp. 535-577.
- 40 Urrutia, «Aclaración Preliminar» a *La energía hidroeléctrica de España*.
- 41 *Ibidem*, pp. 8-9.
- 42 Muriel Hernández (2002), pp. 30-31.
- 43 *Ibidem*, pp. 17-49.
- 44 Urrutia, *La empresa hidroeléctrica en España*, pp. 59-60.
- 45 Llorente Chala (1979), pp. 555-557.
- 46 Aubanell (2001), I, pp. 86-87.
- 47 *Hidroeléctrica Española, S.A.*, 1907-1957, p. 34; Chapa (2002), pp. 44-46.
- 48 HE, *Memoria* (11 de marzo de 1918), pp. 3-4.
- 49 HE, *Memoria* (12 de marzo de 1920), pp. 5-8.
- 50 HE, *Memoria* (21 de abril de 1921), pp. 5-7.
- 51 HE, *Memoria* (28 de abril de 1922), pp. 5-8.
- 52 Chapa (2002), pp. 44-45.
- 53 Se trata de maquinaria con peso superior a 500 kg; Tena (1988), pp. 341-371.
- 54 Aubanell (2001), I, pp. 144-146; HE, *Actas CA* (16 de septiembre de 1920); Jalón (1994), p. 21.
- 55 HE, *Memoria* (11 de marzo de 1918), p. 5.
- 56 HE, *Memoria* (13 de marzo de 1919), pp. 7-11.
- 57 HE, *Memoria* (24 de febrero de 1917), p. 5.
- 58 Aubanell (2001), I, pp. 249-252. HE, *ACE* (1 de diciembre de 1917) y (7 de diciembre de 1917) y HE, *ACE* (23 de febrero de 1918).
- 59 García Delgado (1981), VIII, pp. 407-408. García Delgado (1984), pp. 1-171.
- 60 Aubanell (2001), I, pp. 305-334.
- 61 *Ibidem*, II, pp. 394-397. HE, *Memoria* (15 de marzo de 1923), pp. 10-11.
- 62 Aubanell (2001), II, pp. 406-411. Juan Urrutia representó a Hidrola en el Consejo de Administración de Madrialeña de Tranvías.
- 63 Archivo Iberdrola Salto de Alcántara (AISA), Fondo Hidroeléctrica Española, Serie Correspondencia, Carta del Ingeniero Jefe del servicio Hidroeléctrico de Catalana de Gas y Electricidad a Juan Urrutia, 16 de mayo de 1917 y *Actas CA* (22 de septiembre de 1917).
- 64 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Notas para una amigable composición. Antecedentes y cuestiones necesarios para resolver el asunto LUTE con Hidroeléctrica Española.
- 65 HE, *Actas CA* (29 de agosto de 1910).
- 66 HE, *Actas CA* (15 de noviembre de 1913).
- 67 Electra Valenciana, *Actas CA* (18 de mayo de 1914).
- 68 HE, *Actas CE* (19 de abril de 1917) y Electra Valenciana, *Actas CA* (5 de marzo de 1921).
- 69 Electra Valenciana, *Actas CA* (10 de mayo de 1918) y (19 de mayo de 1922).
- 70 Sudrià (1987), pp. 313-363.

- 71 Maluquer de Motes (1987), pp. 60-61; Sudrià (1990), pp. 652-654.
- 72 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Escritura de contrato del servicio de alumbrado público otorgada por el Excmo. Ayuntamiento de Valencia y la Sociedad Hidroeléctrica Española en 30 de mayo de 1908.
- 73 Aubanell (2001), II, pp. 356-360. La Ley de subsistencia de 23 de noviembre de 1916, que preveía precios controlados gubernativamente para los bienes básicos y las materias primas, fijó tarifas eléctricas inamovibles al nivel previo a la promulgación de esta norma. A raíz del encarecimiento de los costes de explotación, y de las consiguientes reclamaciones de las compañías productoras de electricidad, el Gobierno, por Real Orden de 31 de octubre de 1922 abrió la posibilidad de aumentar las tarifas, a condición de mejorar el suministro.
- 74 Ojeda Eiseley (1988), p. 54.
- 75 Maluquer de Motes (1987), p. 62. Este autor tomó las cifras mencionadas del *Boletín Industrial* de la Sociedad Eléctricas Reunidas de Zaragoza, correspondiente a 1915.
- 76 Volta, Actas CA (4 de abril de 1916).
- 77 Archivo Fundación Antonio Maura, carpeta 79, leg. 4, n.º 10.
- 78 Aubanell (2000), pp. 172-174. HE, Actas CA (24 de septiembre de 1913).
- 79 HE, *Memoria* (2 de abril de 1914), pp. 11-12.
- 80 HE, Actas CA (24 de septiembre de 1913).
- 81 HE, *Memoria* (13 de marzo de 1919), pp. 15-16.
- 82 HE, *Memoria* (18 de abril de 1925).
- 83 HE, *Memoria* (24 de febrero de 1917), pp. 8-9.
- 84 HE, *Memoria* (12 de marzo de 1920), pp. 11-13.
- 85 Aubanell (2001), II, pp. 143-146. HE, *Memoria* (24 de abril de 1922), p. 14. El marqués de Villarreal de Álava y Juan Urrutia serían vocales de Hidrola en SICE, cuyo presidente sería el mismo de aquella, el marqués de Artiluce de Ybarra.
- 86 HE, *Memorias* (12 de marzo de 1920), p. 13, y (24 de abril de 1922), p. 14.
- 87 HE, Actas CE (12 de febrero de 1931); Aubanell (2000), p. 182.
- 88 HE, *Memoria* (18 de abril de 1925), pp. 8-9.
- 89 *Hidroeléctrica Española, S.A. 1907-1957*, pp. 26-28, Chapa (2002), pp. 40-42.
- 90 HE, *Memorias* (18 de abril de 1925), p. 7, y (7 de abril de 1926), pp. 6-7.
- 91 HE, *Memoria* (30 de abril de 1927), p. 5.
- 92 HE, *Memoria* (30 de abril de 1927), p. 4.
- 93 Maluquer de Motes (1985), pp. 239-252. Este autor se basa en la información suministrada por Errandonea (1935), pp. 697-705.
- 94 HE, *Memoria* (30 de abril de 1927), pp. 5-7.
- 95 HE, *Memoria* (30 de abril de 1927), p. 7.
- 96 HE, *Memoria* (18 de abril de 1928), pp. 6-7.
- 97 HE, *Memoria* (18 de abril de 1929), pp. 4-5.
- 98 HE, *Memoria* (30 de abril de 1927), pp. 8-9.
- 99 HE, *Memoria* (10 de abril de 1929), p. 7; Aubanell (2001)I, pp. 88-90.
- 100 HE, *Memoria* (18 de abril de 1928), pp. 7-8.
- 101 Un estudio de 1934 elevaba la potencia hidroeléctrica de la Compañía Hidrola a 125.500 HP. La principal diferencia con la cifra proporcionada para 1926 estriba en la capacidad atribuida a Villorra, de 47.000 HP. Véase Hernández Andreu (1981), pp. 137-150.
- 102 HE, *Memoria* (18 de abril de 1928), p. 5.
- 103 HE, *Memoria* (30 de abril de 1927), pp. 7-8.
- 104 HE, *Memoria* (27 de abril de 1931), p. 5.
- 105 HE, *Memoria* (10 de abril de 1929), pp. 5-6, y (10 de abril de 1936), pp. 3-4.
- 106 HE, *Memoria* (27 de abril de 1931), pág. 3.
- 107 HE, *Memoria* (22 de marzo de 1932), pp. 3-4.
- 108 HE, *Memoria* (29 de abril de 1935), pp. 3-5.
- 109 Hidroeléctrica Española, S.A., 1907-1957, p. 43.
- 110 HE, *Memoria* (30 de abril de 1927), p. 8.
- 111 HE, *Memoria* (22 de marzo de 1933), pp. 5-6.
- 112 HE, *Memoria* (10 de abril de 1929), p. 9.
- 113 HE, *Memoria* (18 de abril de 1928), pp. 10-11.
- 114 HE, *Memoria* (25 de abril de 1933), pp. 4-6.
- 115 HE, *Memoria* (10 de abril de 1929), p. 9.
- 116 UEM, Actas CA (22 de mayo de 1930).
- 117 HE, *Memoria* (27 de abril de 1931), p. 7.
- 118 HE, Actas CE (18 de marzo de 1927).
- 119 HE, *Memoria* (30 de abril de 1927), pp. 11-12.
- 120 HE, Actas CE (16 de abril de 1927).
- 121 HE, Actas CE (21 de diciembre de 1929).
- 122 *Anuario Financiero y de Sociedades Anónimas (AFSA)*, (1932), p. 614. En 1931 REVA redujo su capital en 19,5 millones de pesetas. Había desaparecido su cuenta de participaciones en empresas eléctricas de su activo por valor de 36.204.000 pesetas. En ese mismo año LUTE aumentó su capital social en 40 millones y su cartera pasó de 10,5 a 53,8 millones de pesetas. AFSA (1932), p. 562 y AFSA (1933), p. 671.
- 123 HE, Actas CE (16 de febrero de 1929).

- 124 Henri Speciael, director de Sofina en España, era el vínculo directo entre Barcelona Traction, de la que era presidente, y LUTE. Aunque en LUTE Speciael era vocal del Consejo, era conocido que decidía las operaciones de la compañía. Según César de la Mora, Juan Ventosa Calvell, presidente de LUTE, hacía lo que decía Speciael. AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Carta de Don César de la Mora a Don Vennacio Echevarría, 1 de junio de 1931.
Segreto señala que existían estrechos lazos entre Electrobél y Sofina. Segreto, vol. 3, Bari, pp. 376-377.
- 125 HE, Actas CE (2 de junio de 1932).
- 126 *El Economista*, XLVII, 2399 (4 de junio de 1932), p. 808. HE, *Memoria* (22 de marzo de 1933), p. 5.
- 127 HE, *Memoria* (18 de abril de 1928), pp. 9-10.
- 128 HE, *Memoria* (10 de abril de 1929), p. 8.
- 129 HE, CA, Actas (12 de febrero de 1931). Aubanell (2000), pp. 169-170.
- 130 HE, *Memoria* (22 de marzo de 1933), pp. 6-7.
- 131 *Ibidem*, p. 6.
- 132 HE, *Memoria* (25 de abril de 1934), pp. 6-7.
- 133 HE, *Memoria* (10 de abril de 1929), pp. 11-12.
- 134 HE, *Memoria* (29 de abril de 1937), p. 9.
- 135 El tipo de descuento del Banco de España disminuyó a lo largo del período 1931-1935, del 5,25% anual en 1931 al 6% en 1933 y al 5,25% en 1935, pero se mantuvo siempre por encima del 5%, que era el tipo de interés de las obligaciones de Hidrola. Véase Martín Aceña (1984), pp. 284-285.
- 136 Aubanell (2000), p. 181. La comparación ha sido posible gracias al trabajo de Tafunell (1996).
- 137 HE, CA, Actas (1 de agosto de 1913) y (28 de noviembre de 1917); Aubanell (2000), pp. 159-161.
- 138 HE, CA, Actas (6 de noviembre de 1918) y (14 de diciembre de 1918).
- 139 HE, *Memorias*, (27 de abril de 1931), pág. 6, (22 de mayo de 1932), p. 10, (22 de marzo de 1933), p. 10.
- 140 Aubanell (2000), pp. 161-162.
- 141 HE, *Memorias* (7 de abril de 1926), pp. 12-14, (18 de abril de 1928), y (10 de abril de 1930), p. 4.
- 142 HE, *Memorias* (22 de marzo de 1933), p. 8, y (25 de abril de 1934), pp. 7-8.
- 143 Chapa (2002), pp. 53-58.
- 144 *Ibidem*, pp. 46-52; Díaz Morlán (2002), pp. 163-166.
- 145 Roldán y García Delgado (1973), II, p. 403.
- 146 Chapa (2002), pp. 59-62.
- 147 Chapa (2002), pp. 41-45; Aubanell (2000), p. 173. Las prevenciones de Basagoiti se confirmaron pocos meses más tarde cuando el Banco Hispanoamericano suspendió pagos, debido a las consecuencias negativas que la revolución mexicana tuvo para las inversiones de la entidad crediticia en aquella República y a la consiguiente alarma entre los acreedores españoles. Por otra parte, en Bilbao se experimentó, en ese mismo año, una baja en los fletes, en el precio de los productos siderúrgicos y en el de los carbones, así como una caída en la exportación de mineral de hierro. Uno de los principales damnificados por esta situación fue la sociedad bancaria Crédito de la Unión Minera, que suspendió pagos en verano de 1914. Véanse Tedde (1974), pp. 426-430, y Anes (1974), pp. 204-208.
- 148 Chapa (2002), p. 45.
- 149 HE, CA, Actas (28 de diciembre de 1929); Aubanell (2000), p. 177.
- 150 Roldán y García Delgado (1973), II, p. 393.
- 151 Chapa (2002).
- 152 Base 1913= 100. Véase Ojeda Eiseley (1988), p. 69.
- 153 HE, *Memorias* (22 de marzo de 1932), pp. 4-5 y (22 de marzo de 1933), p. 5.
- 154 HE, *Memoria* (29 de abril de 1934), pp. 7-8.
- 155 *El economista*, XL (1925), p. 491, y XLIII (1928), p. 1683.
- 156 HE, *Memoria* (27 de abril de 1931), pp. 5-6.
- 157 Para el análisis detallado de Saltos del Duero véase Morlán (1998), pp. 181-198.
- 158 HE, Actas CE, (20 de abril de 1918). Según García Adán, era la Comisión Gestora de los Aprovechamientos Hidroeléctricos del Duero. García Adán (2001).
- 159 Esta hipótesis la aporta Bartolomé. Bartolomé (2003), pp. 277-279.
- 160 UEM, Actas CA (26 de junio de 1919).
- 161 HE, Actas CA (29 de junio de 1929).
- 162 HE, Actas CE (1 de abril de 1927) y HE, Actas CA (9 de abril de 1927).
- 163 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, *Mémorandum fisat suite aux conversations [...] tenues entre de la Mora, Echeverría, Targiani, Croker...ce 25 Juliet 929*.
- 164 Según Epalza la última ampliación de capital hecha por el Banco de Bilbao obedecía a la participación en la sociedad de distribución que se iba a crear.

- 165 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Primera conferencia con Domingo Epalza, 28 de noviembre de 1930.
- 166 *Ibidem*.
- 167 *Ibidem*.
- 168 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Entrevista entre Echeverría y José Orbegoza, 12 de enero de 1931.
- 169 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Primera conferencia con Domingo Epalza, 28 de noviembre de 1930.
- 170 UEM, Actas CA (30 de octubre de 1930 y 26 de noviembre de 1930).
- 171 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Segunda conferencia con Domingo Epalza, 13 de diciembre de 1930.
- 172 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Carta de Enrique Ocharan a Echeverría, 25 de enero de 1933. En ésta contestaba a la carta que le había enviado Echeverría sobre la reunión que habían mantenido con de la Mora y Targiani dos días antes.
- 173 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Segunda entrevista entre Targiani, de la Mora y Echeverría, 25 de enero de 1933.
- 174 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Primera reunión de los Técnicos, 16 de febrero de 1933.
- 175 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Segunda reunión de los Técnicos, 17 de febrero de 1933.
- 176 *Ibidem*.
- 177 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Carta de Echeverría a de la Mora, 14 de diciembre de 1933.
- 178 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Reunión entre Targiani, Epalza, Julio Arceche, de la Mora, Echeverría y Leandro Pinedo, 19 de enero de 1934.
- 179 AISA, Fondo Hidroeléctrica Española, Antecedentes del convenio, Reunión entre Ruiz Senén, de la Mora, Pinedo y Echeverría, 9 de marzo de 1934.
- 180 Hernández Andreu (1981), Cuadro 3; Cayón García (2002), pp. 318-319.
- 181 Prados de la Escosura (1995), pp. 192-195.
- 182 Sudrià (1987), pp. 344-357. Si se considera la energía eléctrica en su conjunto, el consumo por habitante, en 1929, era para España de 102 kWh, frente a 237 kWh para Italia, 378 kWh para Francia y 371 para Gran Bretaña. La proporción de electricidad respecto al consumo bruto de energía era de un 17% para España, 32% para Italia, 14% para Francia y 7% para Gran Bretaña. Véase Sudrià (1990), pp. 651-660.
- 183 *Ibidem*, pp. 652-654.
- 184 Aubanell (2001) pp. 319-328.
- 185 Sudrià (1987), p. 357.

Bibliografía

- Anes, R. (1974), «El Banco de España (1874-1914): un Banco nacional», en G. Tortella (dir.), *La banca española en la Restauración*, Banco de España, Madrid, I.
- Antolín, F. (1989), «Hidroeléctrica Española y la electrificación del País Vasco», en *Economía Pública*, 4, pp. 237-264.
- Aubanell, A. M.^a (1992), «La competencia en la distribución de electricidad de Madrid», en *Revista de Historia Industrial*, 2, pp. 161-162.
- Aubanell, A. M.^a (2000), «Estrategia empresarial y estrategia financiera de la Sociedad Hidroeléctrica Española, 1907-1935», en *Revista de Historia Industrial*, 17, pp. 153-184.
- Aubanell, A. M.^a (2001), *La industria eléctrica y la electrificación de la industria en Madrid entre 1890 y 1935*, 2 vols., tesis doctoral inédita, Instituto Universitario Europeo, Florencia.
- Bartolomé, I. (2003) *La industria eléctrica en España (1880-1936)*, Tesis doctoral, IUE.
- Cayón García, F. (1997), *Un análisis del sector eléctrico en Madrid a través de las empresas Hidroeléctrica Española, Electra Madrid y Unión Eléctrica Madrileña (1907-1936)*, Fundación Empresa Pública, Madrid.
- Cayón García, F. (2002), «Hidroeléctrica Española: un análisis de sus primeros años de actividad (1907-1936)», en *Revista de Historia Económica*, (primavera-verano), pp. 301-334.

- Chapa, Á. (2002), *Cien años de Iberdrola. Los hechos*, Iberdrola, Madrid.
- Costa, J. (1975), *Política hidráulica*, Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos, Madrid (edición original de 1911).
- Díaz Morlán, Pablo (1998), «El proceso de creación de Saltos del Duero (1917-1935)», en *Revista de Historia Industrial*, 13, pp. 181-198.
- Díaz Morlán, P. (2002), *Los Ybarra. Una dinastía de empresarios, 1801-2001*, Marcial Pons, Madrid.
- Errandonea, E. (1935), «Producción y consumo de electricidad en varios países y en España», *Ingeniería y construcción*, XIII, 156 (diciembre), pp. 697-705.
- Hidroeléctrica Española S.A., 1907-1957
- García Adán (2001), «La Sociedad de Electrificación Industrial y los proyectos de electrificación de los ferrocarriles en España (1919-1931)», Comunicación presentada en el II Congreso de historia ferroviaria.
- García Delgado, J. L. (1975), *Desarrollo del capitalismo en España. Notas críticas*, Cuadernos para el diálogo, Madrid.
- García Delgado, J. L. (1981), «La economía española entre 1900 y 1923», en M. Tuñón de Lara (dir.), *Historia de España*, 10 vols., Labor, Madrid, VIII, pp. 407-408.
- García Delgado, J. L. (1984), «La industrialización española en el primer tercio del siglo XX», en M. Tuñón de Lara (dir.), *Historia de España Menéndez Pidal* (dirigida por J. M.^a Jover), vol. XXXVII, Espasa Calpe, Madrid, pp. 1-171.
- García Delgado, J. L. (2002), *La modernización económica en la España de Alfonso XIII*, Austral, Madrid.
- García de Enterría, E. (1994), «El régimen jurídico de la electricidad durante el siglo de vida de la Compañía Sevillana de Electricidad», en VV.AA., *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien Años de Vida*, Fundación Sevillana de Electricidad, Sevilla, pp. 98-125.
- García Ruiz, J. L., y Tortella, G. (1994), «Trayectorias divergentes, paralelas y convergentes: la historia del Banco Hispanoamericano y del Banco Central», en Hernández Andreu, J. y García Ruiz, J. L. (eds.), *Lecturas de Historia Empresarial*, Civitas, Madrid, pp. 401-427.
- Gerschenkron, A. (1962), *Relative Backwardness in Historical Perspective: A Book of Essays*, Belknap Press of Harvard University Press, Cambridge, MA (traducción española, *El atraso económico en su perspectiva histórica*, Ariel, Barcelona, 1968).
- Hernández Andreu, J. (1981), «Orígenes, expansión y limitaciones del sector eléctrico en España, 1900-1936», en *Información Comercial Española*, 577, pp. 137-150.
- Jalón, D. (1994), *Hidroela desde dentro. Testimonio de los hombres, los trabajos y los días*, Hidrola, Madrid.
- Llorente Chala, J. C. (1979), «El sector de producción y distribución de energía eléctrica durante la década 1920-1930», en *Cuadernos Económicos de ICE*, 10, pp. 535-577.
- Maluquer de Motes, J. (1985), «Cataluña y el País Vasco en la industria eléctrica española, 1901-1935», en VV. AA., *Industrialización y nacionalismo. Análisis comparativos*, Actas del I Coloquio Vasco-Catalán de Historia, Universidad Autónoma de Barcelona, Bellaterra, 1985, pp. 239-252.
- Maluquer de Motes, J. (1987), «L'électricité, facteur de développement économique en Espagne», en 1880-1980. *Un siècle d'électricité dans le monde*, Preses Universitaires de France, París.
- Martín Aceña, P. (1984), *La política monetaria en España 1919-1935*, I.E.F. Madrid.
- Mora, G. de la, y Urrutia V. (1958), «Fundadores», en *Hidroeléctrica Española S.A., 1907-1957*, s. e., Madrid, p. 13.
- Muriel Hernández, M. (2002), *Cien años de la historia de Iberdrola. Los hombres*, Iberdrola, Madrid.
- Núñez, C. E. (1992), *La fuente de la riqueza. Educación y desarrollo en la España contemporánea*, Alianza, Madrid.
- Ojeda Eiseley, A. de (1988), *Índices de precios en España en el período 1913-1987*, Estudios de Historia Económica n.º 17, Servicio de Estudios del Banco de España, Madrid, p. 54.
- Pan-Montojo, J. (1998), «El atraso económico y el regeneracionismo», en J. Pan-Montojo (coord.), *Más se perdió en Cuba*, Alianza, Madrid.
- Prados de la Escosura, L. (1995), *Spain's Gross domestic product, 1850-1993: Quantitative conjectures*, Universidad Carlos III, Madrid.
- Roldán, S., y García Delgado, J. L. (1973) (con la colaboración de Juan Muñoz), *La formación de la sociedad capitalista 1914-1920*, 2 vols., Fondo de la Confederación Española de Cajas de Ahorro, Madrid.
- Segreto, L. «Aspetti e problemi dell'industria elettrica in Europa tra le due guerre», en G. Gallasso, *Storia dell'industria elettrica in Italia. Espansione e oligopolio*, 1926-1945, vol. 3, Bari, pp. 376-377.

- Sudrià, C. (1987), «Un factor determinante: la energía», en J. Nadal, A. Carreras y C. Sudrià (comps.), *La economía española en el siglo XX*, Ariel, Barcelona, pp. 313-363.
- Sudrià, C. (1990), «Los beneficios de España durante la Gran Guerra. Una aproximación a la balanza de pagos española, 1914-1920», en *Revista de Historia Económica*, VIII, (primavera-verano), 2, pp. 363-396.
- Sudrià, C. (1990), «La electricidad en España antes de la Guerra Civil: una réplica», en *Revista de Historia Económica*, 3 (Otoño), pp. 651-660.
- Tafunell, X. (1996), *Los beneficios empresariales en España (1880-1981): elaboración de una serie anual*, Documento de trabajo número 9601, Fundación Empresa Pública, Madrid.
- Tedde, P. (1974), «La banca privada española durante la Restauración (1874-1914)», en G. Tortella (dir.), *La banca española en la restauración*, 2 vols., Banco de España, Madrid, 1974, I, pp. 219-455.
- Tedde, P. (2001) «El sistema financiero en la España del siglo XX», en A. Morales Moya (coord.) *Las claves de la España del siglo XX. Las transformaciones económicas*, Sociedad Estatal España Nuevo Milenio, Madrid, pp. 141-184.
- Tena, A. (1988), «Importación, niveles de protección y producción de material eléctrico en España (1890-1935)», en *Revista de Historia Económica*, 6, 2, pp. 341-371.
- Urrutia, J. (1918), *La energía hidroeléctrica de España. Antecedentes que deben tenerse en cuenta al redactar la nueva ley de aprovechamientos hidráulicos para la producción de energía*, Sociedad Española de Artes Gráficas, Madrid.
- Urrutia, J., «Aclaración Preliminar» a *La energía hidroeléctrica de España*.
- Velarde Fuentes, J. (2000) (coord.), 1900-2000. *Historia de un esfuerzo colectivo*, 2 vols., Planeta-Fundación BSCH, Madrid.



CAPÍTULO 6

LOS SALTOS DEL DUERO (1918-1944)

Pablo Díaz Morlán

PROFESOR TITULAR DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
UNIVERSIDAD DE ALICANTE

1 LOS COMIENZOS DE UNA IDEA AMBICIOSA (1918-1928)

1.1 ANTECEDENTES Y FUNDACIÓN DE LA EMPRESA

Las posibilidades hidroeléctricas del río Duero comenzaron a ser exploradas antes de que diera comienzo el siglo XX. Su primer explotador efectivo fue el ingeniero de caminos zamorano Federico Cantero Villaamil, al constituir la sociedad El Porvenir de Zamora, a través de la cual construyó en 1902 una central en el Duero con la que abasteció a la ciudad de Zamora y sus alrededores y, posteriormente, a la de Valladolid. Entrada la centuria, en 1906, otro ingeniero llamado Eugenio Grasset Echevarría fundó con otros la Sociedad General de Transportes Eléctricos (SGTE) con el mismo ánimo de explotar el Duero. Más tarde se integraron en ella el también ingeniero José Orbeagoza Goróstegui y su cuñado y compañero Pedro Icaza Aguirre, pero la falta de financiación y de un acuerdo con Portugal les impidieron desarrollar los aprovechamientos. Orbeagoza, entonces ocupado en sacar adelante el despacho profesional que había abierto en Bilbao, comenzó a prestar toda su atención al Duero a partir de que en 1912 se firmara el primer convenio hispano-luso sobre la explotación del tramo internacional. En ese mismo año,

Cantero solicitaba por su parte nuevas concesiones y Orbegozo visitaba por la suya la zona en cuestión¹.

En su visita, Orbegozo concibió un proyecto de aprovechamiento integral basado en la sustitución de las numerosas y pequeñas presas y azudes existentes hasta entonces por unos pocos grandes embalses capaces de producir una enorme cantidad de energía. Para ello se hacía imprescindible lograr la unificación de todas las concesiones en una sola entidad, que debería disponer a su vez de la suficiente capacidad financiera. Presentó su plan al industrial Horacio Echevarrieta y al Banco de Bilbao en abril de 1917. Echevarrieta se encontraba entonces en el culmen de su carrera empresarial, disfrutando de una coyuntura extraordinaria para sus negocios gracias a la guerra mundial. Se había interesado por los asuntos eléctricos desde 1903 y poseía algunas pequeñas concesiones y derechos en el Duero, además de que había solicitado los servicios del ingeniero Orbegozo en más de una ocasión. El Banco de Bilbao también gozaba de una óptima situación financiera y estaba dispuesto a invertir en aquellos buenos negocios que se le propusieran.

Las conversaciones dieron su fruto muy pronto. Echevarrieta se hizo con una opción de compra sobre los derechos de Cantero para fortalecer su posición y la SGTE apoyó sin fisuras la propuesta de Orbegozo. De esta forma, el 3 de julio de 1918, el Banco de Bilbao, Echevarrieta y la empresa de Grasset constituyeron ante notario la Sociedad Hispano Portuguesa de Transportes Eléctricos con un capital escriturado de 150 millones de pesetas, 18 de los cuales correspondieron a partes iguales a Echevarrieta y la SGTE por los derechos aportados a la nueva empresa. Se le añadió el calificativo de Portuguesa porque, para orillar dificultades, se buscaron colaboradores en el país vecino, en concreto el Banco Nacional Ultramarino, pero éste acabó rechazando la oferta. El mismo día de su constitución se creó también entre los fundadores el Consorcio de los Saltos del Duero —con cuyo nombre se acabaría identificando a la empresa—, cuya finalidad debía ser la de solucionar todos los asuntos pendientes sobre concesiones y derechos y, una vez garantizados y unificados, dejar el camino expedito para que la Hispano Portuguesa iniciara su andadura. Sin embargo, las gestiones del consorcio se mezclaron con las de la Hispano Portuguesa y las personales de los socios convirtiendo en ficticia e inútil la supuesta separación de responsabilidades, y ello fue debido a la extrema complicación que adquirió el proceso de consolidación de los derechos sobre el río Duero y sus afluentes².

1.2 LA LUCHA INTERNA EN EL CAPITALISMO ESPAÑOL POR EL NEGOCIO ELÉCTRICO (1918-1927)

Era evidente que los intereses afectados por el proyecto de la Hispano Portuguesa no iban a mostrar indiferencia ante la creación de la nueva sociedad, pero no lo era tanto la forma que adquiriría su respuesta. Ésta no tardó en llegar. En aquel mismo verano de 1918 se constituyó una Comisión Gestora de los Aprovechamientos Hidroeléctricos del Río Duero presidida por Fernando Ybarra Revilla, recién nombrado marqués de Arriluce de Ybarra, que ocupaba en aquel momento la presidencia de Hidroeléctrica Ibérica e Hidroeléctrica Española y gozaba de poderosísimas influencias personales cerca del poder político de la Restauración, por ser la cabeza visible del maurismo en Vizcaya y amigo personal de Antonio Maura, entre otros. Arriluce protagonizó la reacción de los intereses amenazados con el fin de impedir que la Hispano Portuguesa, ya conocida como Saltos del Duero, llevara adelante su objeto social. En febrero de 1919, dos semanas después de que Saltos del Duero hubiera recibido con satisfacción una Real Orden por la que se aprobaban sus derechos y concesiones, la casa Vickers, partícipe de la Comisión Gestora, logró resucitar un expediente de salto hidroeléctrico que se hallaba paralizado desde hacía varios años y que resultaba incompatible con los derechos de la SGTE y de Federico Cantero, que había hecho suyos la Hispano Portuguesa. En mayo, Vickers transfirió gratuitamente sus supuestas concesiones a la Sociedad Española de Construcción Naval (SECN), y tanto esta compañía como Altos Hornos de Vizcaya y las más poderosas empresas hidroeléctricas del país se integraron en la Sociedad de Electrificación Industrial (SEI), presidida también por Arriluce. En ese mismo mes, tanto la SECN como SEI entablaron un recurso contencioso administrativo contra la Real Orden de enero por la que se habían aprobado las concesiones de la Hispano Portuguesa, sembrando de esta forma la duda y la inquietud acerca de los verdaderos derechos de Saltos del Duero. En enero de 1921, unos días antes de la vista del juicio ante el Tribunal Supremo, desistieron del recurso. Habían logrado paralizar la actividad de la Hispano Portuguesa durante dos años³.

El Consejo de Administración de Saltos del Duero discutió ampliamente sobre el camino a seguir para vencer a sus oponentes. Se debían poner a disposición de la empresa todas las influencias políticas de los consejeros para lograr sacar adelante sus derechos, a la vista de la presión ejercida por los representantes de la SEI, y había llegado la hora de contratar agentes que intervinieran a su favor en los ministerios y que informaran de los movimientos que la competencia pudiera efectuar en las provincias de Zamora y Salamanca⁴. Pero un aspecto de la ofensiva emprendida contra ellos llamaba la atención de los miembros del Consejo. ¿Cómo era posible que tanto la SECN como Altos Hornos de Vizcaya participaran del ataque? En Saltos del Duero había consejeros que también pertenecían a esta última compañía, como Fernando Zubiría Urizar, Víctor

Chávarri Anduiza o José María Martínez Rivas, y se les encargó que recabaran información. No llegó a exponerse ésta en el Consejo, pero no cabe duda de que en la explicación del comportamiento de dichas sociedades habría que tener en cuenta que Arriluce ocupaba la vicepresidencia de ambas, y que varios miembros de sus consejos de administración pertenecían a su círculo familiar⁵.

La política de la SEI siguió a partir de entonces un doble curso. Por una parte, hizo llegar a Saltos del Duero —a través de Eduardo Dato, en aquellos días presidente del Consejo de Ministros— su disposición a alcanzar un acuerdo en aras del desarrollo económico del país⁶. Por otra, lanzó una campaña de prensa en Portugal con el objetivo de enconar los ánimos contra la empresa del Banco de Bilbao, mientras presentaba un proyecto alternativo de aprovechamiento del Duero que resultaba a primera vista más generoso con el país vecino, de tal forma que, ante las dudas acerca de los verdaderos derechos de la Hispano Portuguesa y el ofrecimiento de la sociedad competidora, el Gobierno luso pidió al español la reapertura de las negociaciones para el reparto de la energía del río desde nuevos criterios que le resultaran más beneficiosos. Las conversaciones parecieron entrar desde entonces en un punto muerto. Saltos del Duero reaccionó de manera enérgica ante lo primero, exigiendo a los intereses eléctricos agrupados en la SEI que se reconocieran sus derechos antes de iniciar cualquier contacto. En lo que respecta a Portugal, intensificaron sus relaciones con los ministros y se vieron favorecidos por la llegada al poder de Primo de Rivera, que confió la política de obras públicas a Rafael Benjumea, conde de Guadalhorce, compañero profesional de Orbegozo. Gratificaron a periodistas lusos que escribieron artículos a su favor y enviaron agentes al país vecino para contrarrestar la indudable influencia que había demostrado la SEI. Por último, prepararon un proyecto alternativo, la llamada Solución Española, que hacía innecesario el aprovechamiento del tramo internacional del río Duero y que emplearon para presionar a las autoridades portuguesas⁷.

Durante varios años, Orbegozo, Echevarrieta, Epalza y otros consejeros lucharon por obtener las concesiones y alejar a sus oponentes. Pero debieron hacer frente también a las dudas que surgieron en el seno del Banco de Bilbao ante la adversidad de las circunstancias. Había muerto Villabaso, el auténtico defensor de la idea en el banco, la situación financiera no era tan boyante como cuando se decidió comenzarla en plena guerra mundial, las discusiones sobre las participaciones de los socios y la conveniencia de las concesiones se tornaban interminables, y para colmo los intereses eléctricos habían logrado que Portugal alargara la firma del convenio con España. Hubo un momento en que Orbegozo se vio obligado a preguntar al Consejo si deseaba seguir adelante con el negocio⁸. La respuesta llegó de la mano de un Real Decreto y de una frase del consejero Julio Arteche. Por el primero, fechado el 23 de agosto de 1926, Saltos del Duero recibía de manera definitiva la confirmación de sus derechos. Fue, a decir de su biógrafo,

el momento más importante de la vida de Orbegozo, a quien se le premió con un millón de pesetas y el nombramiento de director general, después de ocho agotadores años invertidos en luchar contra la influencia y el poder de la SEI. Aunque éstos intentaron aún impedirlo, el convenio con Portugal en que quedaban garantizadas las concesiones de la empresa, impulsado personalmente por Guadalhorce, se firmó un año después y, como dijo Orbegozo, supuso el final de una etapa y el comienzo de otra en la historia de la empresa⁹. La frase de Arteché, por su parte, resumió la postura del Banco de Bilbao en torno al negocio. Resultaba imprescindible, dijo en el Consejo, lograr la colaboración de más socios capitalistas, tanto nacionales como extranjeros, y en el caso de los primeros iba a resultar imposible no chocar con quienes estaban detrás de los intereses eléctricos que hasta entonces se les habían opuesto. Debían tocarse las puertas del Banco de Vizcaya y del Banco Urquijo para compartir los riesgos de una operación del tamaño de la pensada. En definitiva, se imponía la política práctica: el capitalismo español estaba destinado a entenderse ya que no era de una envergadura tal que pudiera permitirse tales enfrentamientos internos¹⁰.

1.3 LLEGA EL GRUPO EXTRANJERO (1927-1928)

Las diferentes negociaciones con grupos extranjeros y nacionales entraron en su fase decisiva a partir del convenio hispano-luso de 1927, después de una sucesión de conversaciones no oficiales entre consejeros de Saltos del Duero y personas ajenas a la empresa. En España, Valentín Ruiz Senén fue el interlocutor del Banco Urquijo y Venancio Echeverría el del Banco de Vizcaya, mientras se entraba en contacto con dos grupos norteamericanos a través del ingeniero Billings y de otros personajes conocidos por Saltos del Duero. Se rechazó la propuesta del Banco de Vizcaya de interesar en el negocio a las sociedades hidroeléctricas de su grupo, si bien se dejó abierta la puerta a posibles acuerdos futuros, y se otorgó una parte del capital al Banco Urquijo. Uno de los grupos norteamericanos comenzó pidiendo la totalidad del negocio para rebajar posteriormente sus pretensiones a la adquisición del 60% de las acciones, idea rechazada por el representante de Duero, Domingo Epalza, que informó a los extranjeros de que no podía cederse más del 25% del capital. Finalmente, el otro grupo, unido a la General Electric y compuesto por la United Electric Securities y el banco E. H. Rollings & Sons, de Nueva York, adquirió un paquete accionario de 50.000 títulos equivalentes a la cuarta parte del capital, lo que le permitió ocupar cuatro puestos de los dieciséis que formaban el Consejo de Administración de Saltos del Duero¹¹.

Firmado este pacto en septiembre de 1928, la sociedad Hispano Portuguesa se situó por fin en el punto de partida idóneo para comenzar a cumplir el objeto social para el que había sido fundada hacía once años. Los técnicos y directivos de la empresa, con

Orbegozo a la cabeza, propusieron un plan de construcciones que fue aceptado por el Consejo y que se iniciaría con el salto del Esla, capaz de ofrecer al mercado cerca de 400 millones de kWh y cuyo proyecto ya se hallaba en cauce de tramitación. Se iniciaba una nueva etapa y con él la necesidad de enfrentarse a otro tipo de problemas, una vez pasado el largo período de gestación del negocio.

2 LA ETAPA DE CONSTRUCCIÓN: EL SALTO DEL ESLA (1929-1935)

2.1 BAJO EL SIGNO DE LA URGENCIA

Las obras del salto del Esla se iniciaron en mayo de 1929 bajo el signo de la urgencia. La empresa había necesitado once años para establecer con suficientes garantías sus derechos y sus medios financieros y en los socios pesaba demasiado el tiempo transcurrido. Orbegozo, presionado por un Consejo de Administración deseoso de ofrecer cuanto antes energía al mercado y ante la falta de una organización interna suficiente, decidió recurrir al sistema de contrata con dos empresas constructoras que estaban relacionadas con consejeros de Duero, incluido él mismo: la Empresa General de Construcción, luego llamada Puertos y Pantanos, y la Sociedad General de Obras y Construcciones (Obrascón). Esta decisión fue aceptada por el Comité de Gerencia en abril de 1929 como medida urgente para no perder el estiaje de aquel año, en el que era imprescindible realizar las primeras obras de desvío de las aguas mediante túneles y ataguías, preparación del campamento obrero, excavación de la presa y desvío de la carretera de Zamora a Portugal. Se dejó aparcada para una posterior discusión cómo se enfocarían las obras principales, ya que el marqués de Targiani, portavoz del grupo norteamericano, había propuesto recurrir a empresas extranjeras de prestigio en la construcción de grandes presas —la Casa White, primero, y después el empresario italiano Volpi—, atendiendo a que se trataba de «una de las mayores obras hidroeléctricas del mundo» y, en todo caso, «la primera supercentral que se haya hecho en España»¹².

Pero los resultados de la colaboración entre Saltos del Duero y las dos empresas constructoras dejaron satisfecho a Orbegozo, que propuso al Consejo que se renovara la contrata con ambas para la realización de las obras principales. La tensa discusión que siguió entre Targiani y el director general se decantó en favor de éste, ante lo cual el grupo norteamericano cambió de estrategia y pidió que se aceptara la asistencia técnica de ingenieros americanos e italianos. Esta asistencia se demostraría con el tiempo muy onerosa a causa de los elevados honorarios exigidos por los ingenieros extranjeros

y los continuos viajes que efectuaron, y poco fructífera, debido principalmente a la tensión con la dirección española de la obra, que rechazó la mayor parte de sus sugerencias por considerarlas inadecuadas¹³. Pero la alianza con el grupo norteamericano impuso esta condición y así fue percibida por la parte española del Consejo, que por otra parte no deseaba bajo ningún concepto que estallaran enfrentamientos en el seno de la empresa que acarrearán nuevos retrasos en las decisiones. Lo cierto es que la estrategia de Duero a la hora de enfrentarse a cualquier problema en la construcción del salto del Esla fue similar a la que llevó a cabo en el aspecto de la distribución, que más adelante analizaremos. El ahorro en tiempo siempre fue prioritario frente al ahorro en costes. Así, se adquirieron medios auxiliares desproporcionados en relación con las necesidades reales de la obra, se contrató excesivo personal y se pactó con las empresas constructoras un beneficio industrial del 9%, superior al que Orbeagozo había indicado en un principio, que no tenía por qué superar el 7 ó 7,5%¹⁴. No hubo plan de ejecución ni un auténtico programa de los ritmos de construcción. Se fijó el año de 1932 como momento en que debía entrar en servicio la central —Targiani no dejó de repetírselo a Orbeagozo en el Consejo—, pero nadie supo cómo iba a realizarse tal hazaña y poco a poco todos se fueron percatando de que era imposible. El embalse se llenó por fin en 1934, pero entonces comenzaron las desdichas con el aliviadero que comentaremos más adelante. Echanove, un ingeniero de la casa que vivió de cerca todo el proceso de construcción del salto del Esla por formar parte del equipo que actuó bajo las órdenes de Ricardo Rubio y Orbeagozo, dejó escritas sus negativas impresiones en un interesante informe que elevó a sus superiores en 1941.

En él criticó duramente la forma en que se hizo toda la obra del salto del Esla, coincidiendo con la percepción que se tiene al leer las actas del Consejo y del Comité de Gerencia y que no necesitan mayor comentario. Eso sí, el mismo Echanove indicó en su informe que «las deficiencias de las obras» se reflejaron únicamente «en el costo de las mismas. La calidad de ellas, salvo pequeños detalles, la consideramos satisfactoria»¹⁵.

2.2 MATERIALES NACIONALES; MAQUINARIA EXTRANJERA

La entrada del grupo norteamericano en Saltos del Duero respondió a la ambiciosa estrategia expansiva de General Electric en el mundo, impulsada a través de su filial, International General Electric Co., dirigida por Gerard Swope desde su fundación en 1919. Uno de los puntos esenciales de esta estrategia fue el de establecer pactos de colaboración y reparto de mercados con las empresas europeas, principalmente las alemanas Siemens y AEG. Como consecuencia de estos convenios, entre 1923 y 1929 General Electric llegó

a adquirir el 25% del capital de AEG, convirtiéndose en su socio más poderoso, y en 1930 se firmó el Acuerdo Internacional de Notificación y Compensación (INCA), cartel en el que participaron la mayor parte de las compañías del sector y que, aunque permitió un cierto grado de competencia, logró elevar los precios de los productos electrotécnicos¹⁶. Otro de los aspectos de dicha estrategia de expansión consistió en efectuar inversiones directas en países extranjeros mediante la creación de filiales, siempre que las barreras proteccionistas así lo aconsejaran, pues de lo contrario era preferible exportar la producción de las plantas del país de origen y aprovechar de esta forma sus economías de escala¹⁷. En España, General Electric fundó la Sociedad Ibérica de Construcciones Eléctricas y General Eléctrica Española, mientras Westinghouse creaba la Compañía Nacional de Maquinaria Eléctrica. Por último, se hacía necesario obtener la influencia suficiente dentro de los posibles demandantes mediante la compra de paquetes accionariales que, aunque minoritarios, fueran lo suficientemente importantes como para decantar las decisiones de adquisición de maquinaria a favor de la empresa matriz. Este fue el caso de International General Electric Co. en Saltos del Duero.

El hombre fuerte del grupo norteamericano en el Consejo de Administración fue el marqués de Targiani, unido a intereses italianos con los que International General Electric Co. también mantenía relaciones. Una de sus responsabilidades, además de la de influir en la gerencia de la empresa, consistió en garantizar que la maquinaria que necesitara Saltos del Duero fuera encargada preferentemente a General Electric, o bien a alguna de sus compañías filiales o asociadas. La International General Electric Co. comenzó a tomar posiciones en los primeros meses de 1930, enviando a un ingeniero que, con el permiso de Duero, estudiara los proyectos de central y de líneas de cara a prepararse para los futuros concursos de maquinaria¹⁸. A éstos se presentaron, a finales de aquel mismo año, 18 sociedades foráneas y nacionales, la mayoría de estas últimas filiales, a su vez, de casas extranjeras. A la vista de las propuestas presentadas, Orbegozo denunció ante el Consejo que los acuerdos de precios a los que habían llegado prácticamente todas las empresas de material eléctrico perjudicaban altamente a Duero, lo que forzó a Targiani a intervenir en defensa de la General Electric. Finalmente la adjudicación de generadores y transformadores recayó en esta sociedad, pero Orbegozo pidió a Targiani que procurara una rebaja del precio, que el ingeniero español estimaba superior en un 15% al considerado normal, bajo la amenaza de cambiar de proveedor en caso de no alcanzarse un acuerdo. Targiani aceptó el encargo y después de mantener conversaciones en París y Madrid con las casas proveedoras, en las que también participaron Orbegozo y los consejeros Epalza y Ampuero, se redujo el precio en cerca de un 10% y quedó establecido en 7.103.290 pesetas oro, esto es, 14,45 millones de pesetas corrientes¹⁹.

En estas mismas conversaciones General Electric y Westinghouse llegaron a un acuerdo por el cual se repartieron los pedidos de Duero, de tal forma que la maqui-

naría de la central, que representaba un 60% del total, correspondería a la primera, mientras la de las subestaciones, que era el 40% restante, sería para la filial de Westinghouse, la Compañía Española de Maquinaria Eléctrica, cuyo presidente era Julio Arteché Villabaso, que lo sería de Duero tras la dimisión de Horacio Echevarrieta en marzo de 1933. Sólo el encargo para la subestación de Bilbao a la Compañía Española de Maquinaria Eléctrica suponía 1.394.165 pesetas oro más 4.500 dólares, esto es, un total de 2,9 millones de pesetas corrientes a la altura de 1931. Posteriormente, en abril de 1933, Arteché tendría que hacer valer en el Consejo el convenio entre General Electric y Westinghouse para que la Compañía Española de Maquinaria Eléctrica se hiciera con el pedido de motores síncronos para la subestación de Bilbao, además de aludir, por supuesto, a la conveniencia de dar preferencia a la industria nacional frente a la extranjera²⁰. Finalmente, en 1941, en plena guerra mundial y con los socios americanos incapacitados para exportar, se contrató maquinaria por valor de 8,5 millones de pesetas corrientes con AEG y Voith, pero General Electric pronto hizo saber a Duero, en 1943, que las restricciones a la exportación se habían atenuado y que se tuvieran en cuenta sus ofertas a la hora de adquirir la maquinaria necesaria para el segundo salto en construcción²¹.

Entre las amplias necesidades de Duero también hubo espacio para proveedores españoles. El cobre, el cemento, las tuberías, las torres de acero y otros materiales fueron encargados a empresas nacionales que en la mayor parte de los casos no contaban entre sus socios con ningún extranjero, por tratarse de productos que no requerían una tecnología compleja o que se hallara fuera del alcance de los ingenieros autóctonos. De hecho, ya se ha indicado que Orbegozo optó desde el primer momento por dos empresas españolas para contratar las obras de la presa. Por su parte, el Banco de Bilbao y Horacio Echevarrieta participaron en la creación de la Sociedad Española de Construcciones Electromecánicas, a la que se demandó buena parte del hilo de cobre necesario para el tendido, y fueron compañías vizcaínas, como la Basconia y Altos Hornos de Vizcaya —en las que también había, evidentemente, consejeros comunes con Duero— las que construyeron las torres de acero para soportar las líneas²².

Las necesidades de cemento, calculadas al principio en unas 80.000 toneladas —que luego se incrementarían por las exigencias del aliviadero—, trataron de ser cubiertas mediante una petición de ofertas a las principales fábricas del país en abril de 1929, pero éstas se encontraban en aquel momento disfrutando de su mejor año, con toda su producción comprometida y con planes de ampliación de su capacidad aún no terminados. Se recurrió por consiguiente a la firma de un convenio con la sociedad Cosmos, que poseía una fábrica en Toral del Vado, cerca de Ponferrada, y era propiedad de José María Martínez de las Rivas Richardson, miembro del Consejo de Duero. La empresa hidroeléctrica se comprometió a costear la ampliación de las instalaciones a cambio de

un importante pedido, pero desajustes internos de la compañía de Martínez Rivas le impidieron cumplir con su parte, sobre todo en lo relacionado con la calidad del producto, y Duero se vio obligada a romper el acuerdo y firmar otro con El Cangrejo para levantar una nueva fábrica en Venta de Baños²³.

2.3 PROBLEMAS SOCIALES EN EL PÁRAMO ZAMORANO

La magnitud del salto del Esla obligó a la empresa a expropiar una considerable cantidad de terrenos y viviendas afectados por el embalse, así como a construir varios puentes y vías que sustituyeran a los destinados a hundirse bajo las aguas, entre los cuales se hallaba un tramo de la carretera de Zamora a Portugal. Dado lo abrupto del cauce y la pobreza de las tierras, en su mayor parte eriales para pastos y terrenos comunales, la dirección de Duero estimó en un principio que el coste de las expropiaciones no adquiriría una gran importancia dentro del planteamiento general del negocio. Sin embargo, la empresa no pudo esperar a que finalizaran los trámites de expropiación forzosa y hubo de recurrir a la compra directa de las fincas. Tras unas primeras operaciones iniciales en las que se lograron unas condiciones óptimas «por la rapidez y habilidad con que se procedió», las pretensiones de los dueños fueron en aumento, al parecer instigados por «personas extrañas, poco afectas a la sociedad»²⁴. En 1931, Orbegozo explicaba al Consejo de Duero que la marcha de las expropiaciones podía complicarse, «dada la campaña que algunos recalcitrantes hacen siempre y constantemente para formar un bloque de todos los expropiados que pudiera imponerse en cualquier momento»²⁵.

El proceso se tornó lento y tortuoso, y fue sacado adelante por el director de Saltos del Duero en Zamora, Ricardo Rubio, que se ganó así fama de hábil negociador dentro de la compañía²⁶. Hubo que poner guardas ante la retirada de mojones y las amenazas con que los pobladores recibían a los empleados de la empresa²⁷. Se hizo imprescindible, también, visitar a los ministros de Fomento y de Gobernación, así como al secretario de Agricultura, para evitar «un conato de oposición por parte de un grupo de ayuntamientos de la zona expropiada», y efectivamente se consiguió, desde el punto de vista de Orbegozo, «desvirtuar el principio de coacción que esta actitud envolvía»²⁸. Casi 8.000 fincas urbanas y rústicas que abarcaban cerca de 40 kilómetros cuadrados y varias aldeas completas fueron expropiadas, con un coste para la empresa de 10,8 millones de pesetas. Además, las vías de comunicación alternativas supusieron para Duero casi 4,5 millones, y dos más se consumieron en diversos gastos como dietas, indemnizaciones, impuestos, derechos reales, contenciosos, y uno muy especial: 100.000 pesetas que hubo que invertir en el traslado de la iglesia visigoda de San Pedro de la Nave, condición inexcusable de la concesión otorgada por el Estado²⁹.

El conflicto con los expropiados se unió al que ya habían iniciado los regantes una vez se conoció la concesión de los saltos a la empresa bilbaína. En enero de 1926 había tenido lugar en Toro una gran asamblea en la que se habían reunido alcaldes de numerosas localidades castellanas, enviados de las diputaciones de varias provincias y una importante participación de las Federaciones Católicas Agrarias. Ante un crecido y enfervorizado público habían prometido luchar por la tierra castellana frente a los invasores «extranjeros» que iban a dejar Castilla sin agua para regar. Los ánimos se exaltaron y se multiplicaron los artículos en la prensa contrarios a la compañía bilbaína, con títulos como «La cuenca del Duero en peligro», «¿Quiénes son? ¿Qué quieren?» o, simplemente, «¡Sed!». Periódicos como *El Correo de Zamora*, *El Progreso de Benavente* y otros apoyaron la iniciativa con argumentos como el siguiente: «De un lado está una empresa con millones de pesetas, y de otro una comarca con millones de hombres: Nos ponemos al lado de los hombres»³⁰.

A la vista de los acontecimientos, Saltos del Duero reaccionó acudiendo a aquellas instancias que podían influir en los sectores más activos de la protesta. En septiembre de 1929, visitó Orbegozo al obispo de Zamora para cambiar impresiones sobre los Sindicatos Católicos Agrarios, «encontrando al Prelado en buena disposición para colaborar en soluciones armónicas». Y, más tarde, fue el arzobispo de Valladolid el que llevó a cabo una «eficaz intervención» que evitó «algunos obstáculos que se ponían a las gestiones de la Sociedad en orden a las expropiaciones de terrenos», pues ambos problemas, el de las expropiaciones y el de las reivindicaciones de los regantes, habían acabado por fundirse³¹. Fue, en cualquier caso, una iniciativa del Estado la que terminó por hallar una solución. Un Real Decreto de 22 de junio de 1927 constituyó la Confederación Sindical Hidrográfica del Duero, en la que correspondieron a la empresa bilbaína dos vocales. A pesar del juicio negativo que de este organismo tuvo el personal directivo de Saltos del Duero, lo cierto es que la Confederación cumplió en cierto modo su papel de cauce de las conversaciones. Tras duras discusiones entre los regantes y los representantes de la empresa de saltos, que se encontraban en clara minoría, se llegó a un acuerdo en junio de 1930 por el cual Duero aceptaba los objetivos de la Confederación de incrementar los regadíos. En realidad, este acuerdo se condicionaba a la construcción por el Estado de obras de infraestructura que no llegarían a convertirse en realidad, algo que Duero intuyó desde el principio³².

Otro problema social con el que hubo de convivir la empresa, quizá más grave que los anteriores, fue el de las reivindicaciones de sus trabajadores. Durante los dos primeros años de obras la tranquilidad fue absoluta, hasta tal punto que la empresa se mostraba satisfecha, en vísperas de la proclamación de la Segunda República, de las «condiciones de disciplina y entusiasmo que reúne el personal obrero que hemos tenido la fortuna de reclutar»³³. Pero en junio de 1931 la dirección recibió una carta de la recién creada Sociedad

de Profesiones y Oficios Varios de los Saltos del Duero por la que se le pedía su reconocimiento tal y como ordenaba la ley. La empresa no tardó en contestar afirmativamente, y en pocos días recibió una segunda misiva en la que se le pedían ciertas mejoras relacionadas con las condiciones de trabajo, básicamente centradas en incrementos de los jornales, reducción de la jornada laboral a 48 horas semanales y aumento a los 14 años de la edad mínima para trabajar. Cuando la dirección estaba estudiando tales reivindicaciones, de manera sorpresiva se declaró la huelga en la obra y fue seguida masivamente por los obreros. Sin embargo, duró menos de un mes, porque la empresa se aprestó a aceptar todas las reclamaciones de sus trabajadores —a excepción de las relacionadas con las condiciones de despido— una vez negociados a la baja los incrementos de jornales. A partir de aquel momento, la Sociedad de Profesiones y Oficios Varios, adscrita a la CNT, desplegó una intensa acción propagandística por los pueblos zamoranos ante la inactividad del gobernador de la provincia y la ansiedad de la empresa, que decidió apoyar la implantación de la UGT para contrarrestarla³⁴.

Ricardo Rubio elaboró en abril de 1932 un escrito sobre la situación al que puso por título el muy expresivo de «Informe sobre la agitación comunista en las obras del Salto del Esla». En él describía los acontecimientos pasados y auguraba inminentes y duros enfrentamientos, pues no dudaba en afirmar que la disciplina había dejado de existir en el trabajo. Fijaba la fuerza de cada sindicato en 1.000 afiliados a la CNT por 350 a la UGT —de un total de 1.500 obreros—, por lo que alertaba de los riesgos de una situación para él insostenible, y ofrecía las siguientes soluciones: en primer lugar, cambiar al gobernador; en segundo, sustituir a los elementos que habían ido llegando de Andalucía en los dos años anteriores por trabajadores zamoranos que estuviesen en paro, pues así se lograría descabezar la organización revolucionaria, compuesta en su totalidad por obreros andaluces. Lo cierto es que muy descaminado no debía de andar el ingeniero, ya que al poco tiempo el gobernador de la provincia recibió informes desde Madrid en los cuales se le advertía de que el creador de la Sociedad de Profesiones y Oficios Varios era buscado por asesinato en Sevilla y se le conminaba a detenerlo, algo que no pudo hacer porque el dirigente sindical huyó antes de que le descubrieran³⁵.

Sin embargo, los años republicanos no fueron especialmente tormentosos en las obras del Esla. Después de la huelga del verano de 1931 hubo algún que otro conato en 1932 y 1936, pero los acontecimientos revolucionarios de octubre de 1934, verdadero test para apreciar el grado de conflictividad de la empresa, no fueron seguidos, como reconoció Orbegozo ante el Consejo, por un solo trabajador. Ni siquiera los despidos masivos, a los cuales hubo que proceder de forma inevitable según se acercaba la finalización de la presa y la central, provocaron protestas³⁶. La causa de esta aparente calma se debió, sin duda, a que la empresa satisfizo las reivindicaciones sucesivas que se le fueron haciendo por los elementos adscritos a UGT, que aumentó progresivamente su influen-

cia entre los obreros. En toda empresa hidroeléctrica, con elevadas inversiones en capital fijo muy sensibles a cualquier tipo de sabotaje, la concesión de mejoras a sus trabajadores es norma común, pues nada pueden temer más que una avería o una huelga que paralice su actividad y obligue a la interrupción del suministro a sus clientes³⁷. Esto era así aún en mayor grado en aquellos años y en Saltos del Duero, ya que el largo tiempo transcurrido desde la fundación de la empresa constituía, como ya se ha comentado, un factor a tener en cuenta a la hora de tomar cualquier decisión. Simplemente, no podían permitirse un retraso en las construcciones. Y no lo sufrieron, a juzgar por las palabras que Orbegozo dirigió al Consejo tras la huelga de julio de 1931: «Nos ocasionó un retraso de un mes en el plan previsto para el verano, retraso que si las circunstancias anormales no volvieran podría esperarse que no repercutiría en la ejecución total de las obras. Asimismo la huelga se reflejó en una elevación de jornales, que si bien hubiera representado con arreglo a las peticiones obreras un aumento total de 2.184.000 pesetas, alcanza con la solución obtenida a 936.000»³⁸.

La versión del ingeniero jefe desmiente parcialmente las tajantes opiniones de su subordinado, Ricardo Rubio, si bien es innegable que la conflictividad aumentó durante los años republicanos, tal y como demuestra la alusión del mismo Orbegozo, en otra ocasión, a las «condiciones difíciles y de cierta intranquilidad con que se trabaja por la excitación latente que hay en el elemento obrero»³⁹. Pero las reivindicaciones de los trabajadores no fueron las causantes de ningún retraso importante en la consecución de las obras y sólo incrementaron levemente su coste. Mucha mayor repercusión tuvieron los problemas que surgieron en la construcción del aliviadero, tanto en los plazos de ejecución de las construcciones como en su presupuesto, tal y como veremos a continuación.

2.4 EL ALIVIADERO DE RICOBAYO

El proyecto inicial del salto del Esla obligaba a construir un aliviadero más allá de la margen del río donde se asentaba el lado izquierdo de la presa, para poder desviar por él los 5.000 m³ por segundo en que se calculaba el caudal que podía llevar una gran avenida, a la vista de la experiencia de años anteriores. Para efectuar los imprescindibles estudios geológicos se llamó a Primitivo Hernández Sampelayo, ingeniero de minas de gran prestigio que pertenecía a la nómina de profesionales al servicio de Horacio Echevarrieta, todavía presidente de Saltos del Duero. Hernández Sampelayo determinó que el roquedo de la margen izquierda del río ofrecía las suficientes garantías de solidez como para que la presa se apoyara en él, y basándose en estos informes Orbegozo procedió con rapidez a iniciar su construcción. Pero en la tercera campaña de las obras, en el verano de 1931,

las condiciones geológicas del roquedo donde debían asentarse tanto la presa como el aliviadero dieron muestras imprevistas de debilidad. Fue para la empresa el primer aviso de que los informes geológicos no iban a resultar suficientes ni adecuados a las obras proyectadas. Sampelayo visitó la zona y determinó de nuevo que «la ladera del extremo izquierdo de la presa presenta[ba] un aspecto absolutamente satisfactorio y de garantía para apoyar en ella la presa». Así que Orbegozo decidió continuar, realizando obras de consolidación en el área afectada y alterando el proyecto inicial para colocar las tuberías de carga al exterior y cambiar la ubicación de la central, amenazada por los desprendimientos⁴⁰.

Pero la verdadera sorpresa llegó durante los días 22 y 23 de marzo de 1934, después de que se hubiese procedido el 10 de enero a llenar por primera vez el embalse y cuando ya se sentía cercana la fecha en que se podría comenzar a suministrar energía. Una gran avenida, de un caudal superior a los 5.000 m³ por segundo, fue evacuada por el canal-aliviadero y durante 48 horas éste soportó una prueba de resistencia para la que no estaba preparado. Su base, de roca pura sin hormigonar, dejó filtrar el agua por varias diaclasas verticales y se produjo un enorme efecto destructor que se tradujo en un retroceso del aliviadero hacia la presa de setenta metros y en la excavación de un cráter de dimensiones aún mayores. Cuando pasó la avenida, sobre la presa se cernía la amenaza de que se desplomara toda la margen izquierda, lo que habría ocasionado una catástrofe definitiva⁴¹. Orbegozo, acompañado del consejero Eugenio Grasset, visitó la obra una semana después y escuchó los informes de Sampelayo, de otros ingenieros de Duero y de técnicos alemanes de las casas Rodio y Voith. Decidió a su vez pedir el asesoramiento del Dr. Rehbock y de su laboratorio hidráulico de Karlsruhe para alcanzar una solución definitiva. Hubo que vaciar el embalse abriendo los desagües de fondo, que ya no pudieron ser cerrados, por lo que se debió trabajar en el estiaje. Y en aquel verano de 1934 sobrevino un nuevo accidente en la central al romperse la compuerta de la cuarta tubería de carga, ocasionando la muerte a nueve obreros. Orbegozo asistió a algunas reuniones del Comité de Gerencia, pero dejó de hacerlo en los meses siguientes y terminó por ingresar en el sanatorio suizo de Kreuzlingen, en donde pasaría toda la Guerra Civil hasta que una neumonía le produjo la muerte el uno de enero de 1939, cuando contaba 68 años⁴².

Los accidentes en el aliviadero siguieron produciéndose en los años siguientes mientras se discutía una solución definitiva. En febrero de 1935 comenzó a suministrarse energía a Hidroeléctrica Ibérica —fruto de los acuerdos que comentaremos más adelante— pero hubo que interrumpirlos durante tres meses porque la central volvió a inundarse como consecuencia del embalsamiento del río aguas abajo, a causa de los acarreos de piedra ocasionados por el aliviadero. Para evitar que volviera a ocurrir, se prolongó la ladera que separaba ambos cauces, el de la presa y el del aliviadero, de tal forma que se

alejara la confluencia de las aguas de una y otra procedencia⁴³. En marzo de 1936, de nuevo se produjo un derrumbamiento de 20 metros en el frente del aliviadero, y poco después se decidió, de común acuerdo con el asesoramiento de técnicos españoles, americanos y, sobre todo, el alemán Rehbock y el suizo Kaech, la excavación de dos túneles, uno que sirviera para ayudar al aliviadero en las avenidas —con capacidad para 600 m³ por segundo—, encargando su construcción a la empresa Agromán por un presupuesto de 3,5 millones de pesetas, y otro que salvara el tapón ocasionado por los acarreos de piedras aguas abajo de la central. Se decidió postergar éste por las premuras de tiempo y de dinero, que se agravaron durante la contienda, hasta que el 18 de enero de 1939 la central volvió a inundarse como consecuencia de una gran avenida, que produjo tales arrastres de escombros que el embalsamiento del río aguas abajo desbordó la ataguía de 2,5 metros de altura que se había construido para defender la central. No hubo más remedio que proceder de inmediato a la construcción del segundo túnel, encargándose-lo de nuevo a la empresa Agromán⁴⁴.

En éste, precisamente, tuvo lugar el 10 de junio de 1942 el más grave accidente de los ocurridos en el salto del Esla. Ocurrió de manera fortuita, cuando el personal de Agromán procedía a colocar las cargas de dinamita en ambas bocas del túnel que pondrían punto final a la obra. Su explosión repentina mató a diecinueve obreros y a los tres ingenieros que dirigían los trabajos, todos los que se hallaban en aquel momento en el interior. Sin embargo, los daños materiales apenas fueron de consideración y la obra pudo acabarse⁴⁵. Por su parte, la utilización del túnel n.º 1 para aliviar las aguas de las avenidas permitió trabajar durante más tiempo en la consolidación del canal-aliviadero, de tal forma que a finales de aquel mismo año podía pensarse que se había hallado una solución definitiva ya que, como decía el nuevo director general, Ricardo Rubio, presentaba «un aspecto de solidez que procura una impresión de seguridad que hasta ahora nunca tuvimos»⁴⁶. Hubo nuevas erosiones en posteriores avenidas que obligaron a nuevos reforzamientos, como ocurrió en marzo de 1943, y el asunto del aliviadero fue uno de los que se trató en las negociaciones para la fusión de 1944, como mencionaremos más adelante.

En definitiva, resulta prácticamente imposible establecer el coste total que supuso para Saltos del Duero el problema del aliviadero. Los informes geológicos iniciales se demostraron erróneos y es difícil entender el verdadero motivo de que así fuera. Tal vez la premura de tiempo que caracterizó siempre a las obras de Ricobayo impidió que los geólogos inspeccionaran con el suficiente detenimiento la base rocosa del aliviadero excavado, en donde se hallaban las diaclasas verticales que provocaron el hundimiento —una gran falla central, al decir de uno de los ingenieros de la empresa—. El coste humano fue sin duda elevadísimo, contándose decenas de muertos. El coste material, por su parte, fue la suma de las sucesivas soluciones temporales, como el hormigonado de la base

y los laterales, los túneles y los asesoramientos técnicos, las averías de la central provocadas por el mismo motivo y el coste de oportunidad del retraso en la finalización de la obra y de sus posteriores interrupciones, que unidas podrían suponer más de dos años. Con razón se ha hablado de la epopeya del Duero, y con la misma razón se recuerdan aún en la empresa las dificultades que hubo que sortear para construir la primera presa sobre el afluente del río castellano.

3 LA ETAPA DE PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN (1935-1944)

3.1 LA CONQUISTA DE UN MERCADO PROPIO

Para que la energía producida por el salto del Esla pudiera tener salida en el momento mismo en que finalizara la construcción de la presa y la central, el equipo técnico y directivo de Saltos del Duero se aprestó con antelación a preparar detenidamente a la empresa en el terreno comercial y garantizar la colocación de su producto en el mercado. El primer paso consistió en realizar un estudio de la oferta de energía eléctrica en la región castellano-leonesa, que se encomendó a ingenieros de la compañía radicados en Zamora. Las conclusiones de este estudio, elevado a la dirección en marzo de 1928, presentaron un panorama empresarial en el que predominaban sociedades productoras y distribuidoras de marcado carácter local, tanto por la procedencia de sus capitales como por el mercado que abastecían. Sólo en la provincia de Zamora pasaban de cuarenta y eran varios centenares en toda la región. Muchas eran distribuidoras que cubrían la escueta demanda de uno o varios pueblos, bien recibiendo de otra empresa productora la fuerza que necesitaban —en general, procedente de algún salto de agua—, bien a partir de una central térmica, bien gracias a un modesto aprovechamiento hidroeléctrico propio donde antes existió un molino harinero. Su dirección y sus instalaciones eran, a juicio de los técnicos de Saltos del Duero, deplorables, y el servicio que prestaban deficiente. Sin embargo, llevaban una vida financiera holgada y disfrutaban de una alta rentabilidad, que había convertido a sus socios en personajes importantes dentro del mundo rural en el que se insertaban⁴⁷.

Pero dentro de este tupido bosque de modestas empresas destacaban unas pocas firmas que había que tomarse en serio. En la zona de Medina del Campo se encontraba Hidroeléctrica de Pesqueruela, y en Salamanca la Unión Salmantina e Hidroeléctrica Navarra, así llamada por la procedencia de su capital inicial. Por encima de ellas, dos sociedades constituidas por ingenieros y notables de Valladolid, Zamora y otros lugares con-

taban con capitales y medios técnicos considerables. Eran éstas El Porvenir de Zamora y Electra Popular Vallisoletana (en adelante, EPV). La primera había sido creada en 1899 por el ingeniero de caminos zamorano Federico Cantero Villamil a partir de una concesión sobre el río Duero obtenida el año anterior. Reuniendo capitales de algunos de los más importantes harineros de Zamora, había logrado financiar la construcción de un aprovechamiento hidroeléctrico de 14 metros de desnivel equipado con unas instalaciones entonces de vanguardia. La central y la subestación construida en Zamora se inauguraron y ofrecieron suministro el 1 de enero de 1903, y pronto se cubrieron las necesidades de alumbrado de la ciudad y de las pequeñas empresas de los alrededores, extendiéndose hasta cubrir una buena parte del sur de la provincia y llegar hasta Salamanca, en donde Cantero firmó un convenio con Unión Salmantina. Dos años después, en 1905, se constituyó EPV para concertar con El Porvenir el suministro de fluido, para lo cual se tendió una línea que unió la central zamorana con otra situada en la ciudad de Valladolid, a la que EPV empezó a dar servicio el 1 de enero de 1908, y de la que se convirtió en distribuidora única al absorber simultáneamente a su competidora, la Electricista Castellana⁴⁸.

El siguiente paso tuvo lugar en 1911, cuando El Porvenir y EPV firmaron un nuevo convenio que establecía las condiciones de suministro de fluido de la primera a la segunda y el reparto del mercado entre las dos —la provincia de Zamora para El Porvenir, a excepción de la zona de Toro, que junto con la provincia de Valladolid quedaba para EPV—. Ésta expandió su actividad hacia Palencia en 1914, y en la década de 1920 absorbió el salto del Burguillo, perteneciente a uno de los consejeros de EPV y destinado a abastecer la provincia de Segovia y las puntas de consumo de Valladolid y Palencia. De esta forma, cuando Saltos del Duero llegó a la región castellano-leonesa, dos empresas, El Porvenir y EPV, dominaban el mercado de las provincias de Zamora, Salamanca, Valladolid, Segovia y Palencia. La primera tenía un capital de 3,6 millones de pesetas y estaba dirigida por Federico Cantero y otros elementos; la segunda disponía de 4 millones de capital social y sus personalidades destacadas eran Santiago Alba, Jerónimo Arroyo (presidente desde abril de 1929) y Julio Guillén⁴⁹.

El planteamiento de Saltos del Duero se basaba en que la región castellano-leonesa, junto a Extremadura, constituía su mercado «natural», al que podía hacer llegar energía procedente de su central del Esla más barata que la que hasta entonces se había ofrecido, gracias a las economías de escala obtenidas por las dimensiones de su producción y los bajos costes de transporte debido a su cercanía. Al ser un área eminentemente rural, la mayor demanda provenía del alumbrado de las capitales de provincia y cabezas de partidos judiciales. Aunque modesta si se comparaba con la de otras regiones, no era despreciable: el estudio de 1928 estimaba un consumo anual de 85,4 millones de kWh para las provincias de Valladolid, Salamanca, Zamora, Ávila, Segovia y León. Y, lo que es

más importante, a los precios altos mantenidos hasta entonces se calculaba un aumento de la demanda del 10% cada año, que Saltos del Duero confiaba en incrementar gracias a la rebaja de las tarifas y a la potenciación del consumo, tanto doméstico como de industrias relacionadas con la agricultura. El mercado castellano-leonés se hallaba además libre de grandes competidores, y aunque la demanda esperada, a pesar de su potenciación, siempre estaría limitada por su carácter rural, no dejaría de suponer una aportación significativa, y garantizada, al rendimiento global de un negocio que había sido planteado, como sabemos, a gran escala⁵⁰.

Para que el llamado mercado «natural» de Saltos del Duero se convirtiera en su mercado propio había que establecer una estrategia de negociación con las empresas que habían operado hasta entonces en él. Los ingenieros destinados a la dirección técnica de las obras del Esla hubieron de actuar también como hábiles prospectores del mercado y como negociadores, aunque, a la hora de la verdad, las conversaciones decisivas con las diferentes empresas fueron llevadas por el director general, Orbegozo, y varios miembros del Consejo de Administración, logrando que, una tras otra, casi la totalidad de las sociedades grandes y pequeñas de la región acabaran en la órbita de influencia de la poderosa compañía bilbaína. En algunos casos el único objetivo fue hacer desaparecer la competencia en un área o un pueblo determinados, de tal forma que, una vez absorbida, la empresa antigua paralizaba su actividad y en poco tiempo se extinguía. En otros, se trató más bien de dar salida a la producción de la central del Esla mediante pactos duraderos con distribuidoras locales. Estos contratos de suministro a largo plazo fueron reforzados con la introducción de Duero en el capital de las empresas para lograr a su vez el objetivo de controlar la distribución, sin necesidad de expulsar del negocio a los antiguos socios, que a menudo quedaban en posición minoritaria pero obteniendo cuantiosos beneficios de su asociación con los capitalistas bilbaínos, a cambio de ofrecer a Duero su imagen y ascendencia social en las localidades en que pretendía introducirse.

Pero, tal y como habían pronosticado los autores del informe de 1928, la absorción de las empresas castellano-leonesas se convirtió en una tarea ardua y llena de complicaciones, que en algún caso no se solventaron hasta muchos años después. La causa fundamental fue la prosperidad de que habían disfrutado hasta la llegada de Saltos del Duero, basada en unas rentas de monopolio que ahora unos capitalistas venidos de fuera pretendían romper. Para vencer la resistencia hubo que recurrir a toda una serie de instrumentos que, en realidad, y al margen de la forma que adquirieran en cada caso concreto, podían resumirse en dos: el dinero y la amenaza de una competencia destructiva. Veamos a continuación los episodios más relevantes para después establecer unas pautas comunes en la estrategia seguida por Duero para hacerse con este mercado. Para empezar, la sociedad creó un departamento nuevo llamado Tarifas y Mercados para

estudiar y recomendar actuaciones comerciales. Inició sus trabajos con una prospección detenida de todos los municipios superiores a 5.000 habitantes y bajo el cálculo de que el salto del Esla iba a poder ofrecer hasta 400 millones de kWh, equivalentes a casi dos tercios de lo que entonces producían, conjuntamente, Hidroeléctrica Española, Hidroeléctrica Ibérica y Electra del Viesgo⁵¹. Tal cantidad de energía provocaba la urgencia de los socios y responsables de Duero por garantizar su salida a través de la creación de un mercado propio y la promoción del incremento de la demanda. La rebaja de precios que podría ofrecerse gracias a las economías de escala derivadas del gran tamaño del salto del Esla no aseguraba la colocación completa de su producción. La oferta se situaba muy por delante de la demanda, que había que potenciar y asegurar. Y el primer paso para lograr este objetivo era el control del mercado «natural».

Salto del Duero fijó su atención inicial en las empresas que controlaban los mercados de Zamora, Valladolid y Salamanca. Obtuvo un rechazo frontal de El Porvenir de Zamora y de su máximo responsable y fundador, el ingeniero Federico Cantero, con quien Duero tenía además pendientes algunos asuntos conflictivos por concesiones de saltos. Sin embargo, la resistencia no fue similar entre otras compañías. Las negociaciones con Electra Popular Vallisoletana comenzaron en enero de 1929 y quedaron bajo la responsabilidad del director general, José Orbegozo, y de los consejeros Julio Arteché y Domingo Epalza. Un año después, en enero de 1930, llegaron a unas bases de acuerdo con el equipo gestor de EPV. El capital social de la empresa pasaba de 4 a 10 millones, de los que 800.000 pesetas se entregaban en acciones liberadas a los antiguos accionistas —una acción nueva por cada cinco viejas—, un millón de pesetas se destinaba a cumplir «el compromiso contraído con la sociedad El Burguillo», y el resto, es decir, 4,2 millones, eran suscritos por Duero. Además, «el grupo gestor de EPV [...] facilitar(ía) a Salto del Duero [...] la obtención de la mayoría del capital acciones de EPV», y se aumentaría el Consejo de Administración en el número de vocales necesario para que Duero se hiciera con su control. Santiago Alba sería nombrado vocal del Consejo de Administración de Salto del Duero en representación de la EPV. El resto de las cláusulas se dedicaban a «endulzar» la operación para los gestores. Por ellas, Duero se comprometía «a votar indefinidamente en pro de la reelección y el mantenimiento en sus cargos, con los mismos sueldos, remuneraciones y participaciones por lo menos que ahora disfrutaban, de los Sres. Presidente, Consejero Delegado, Consejeros, Director Facultativo y Administrador General», y además a repartir durante cinco años a las acciones un dividendo similar al disfrutado hasta entonces. Por último, y ya fuera del escrito del convenio, el Comité de Gerencia de Salto del Duero acordó «conceder al grupo gestor del que forman parte D. Jerónimo Arroyo y D. Julio Guillén, la prima de gestión conjunta de un millón de pesetas estipulada con estos señores». Con posterioridad, uno de los pocos directivos de Duero que mantuvo relaciones con el Comité

republicano que se hizo cargo de la empresa hasta la caída de Bilbao en junio de 1937, aclararía que ese dinero se entregó a Santiago Alba, Jerónimo Arroyo y Julio Guillén «en pago de gestiones realizadas por dichos señores al adquirir la sociedad el control de la EPV». Es, tal vez, la cláusula (no escrita) más interesante del acuerdo, porque demuestra hasta qué punto Duero hubo de emplear el instrumento del dinero para vencer resistencias, si bien los gestores siempre podrían alegar que la entrega del control de EPV a los capitalistas bilbaínos no se hizo por un plato de lentejas⁵².

En cada caso se actuó de una manera diferente, pero el punto esencial de todas las negociaciones fue el control suficiente de la distribución, costara lo que costara. En Salamanca las negociaciones y el estudio de las empresas distribuidoras comenzaron también en enero de 1929, y para mayo ya se habían adquirido todos los negocios eléctricos del Sr. Bernardo Olivera por el precio de 2.700.000 pesetas. Los fundamentales eran las compañías Hidroeléctrica Navarra y Electricista Salmantina. Más tarde, en 1933, Duero aportaría esta última, elementos propios de explotación y un contrato de suministro a 0,07 pesetas el kWh a cambio de 3,5 millones en acciones del total de 6, ampliable a 10, en que quedó establecido el capital social inicial de una distribuidora a crear junto con el Sr. Sánchez Covaleda para cubrir toda la provincia. Después se pactaría con ella la paralización de sus instalaciones hidroeléctricas para sustituirlas por la energía procedente de la central del Esla⁵³. En Extremadura se procedió a comprar en diciembre de 1930, por 420.000 pesetas, casi el 90% del capital de Eléctrica de Cáceres, a un tipo del 75% por acción, y de nuevo aquí nos encontramos con una prima a los gestores, esta vez de *sólo* 75.000 pesetas. Inmediatamente se procedió a estudiar el tendido de una línea de Salamanca a Cáceres para preparar la llegada de la energía del salto del Esla, y comenzaron a prospectarse los mercados de Trujillo y Mérida, que se encontraban en el campo de actuación de la Sevillana de Electricidad y que, para la dirección de la compañía bilbaína, constituían por tanto «el frente de la red de distribución (de Duero) a lo largo de la frontera oeste de España». Con posterioridad se pactó también un acuerdo de suministro con Fuerzas Eléctricas del Oeste y finalmente, en junio de 1935 —es decir, en el momento mismo de comenzar a ofrecerse la energía del Esla— se repartió la región extremeña entre Eléctrica de Cáceres y esta última empresa. Así, Extremadura pasaba a ser casi en su totalidad zona propia de Duero a través de dos distribuidoras de su energía, una mediante su adquisición y conversión en filial y otra a través de un contrato de suministro a largo plazo⁵⁴.

En Burgos la estrategia fue similar e igual de exitosa. Se iniciaron gestiones en 1929 con las empresas de mayor relevancia, se acordó con Electra Popular Vallisoletana —convertida ya en filial de Duero— la construcción de la red burgalesa y, finalmente, se concedió la exclusividad de suministro de energía del Esla para la provincia a una nueva sociedad, Electra de Burgos, creada bajo control de Duero y que desarrollaría en el futuro una importante expansión, haciéndose, como luego veremos, con el mercado de Soria⁵⁵. Por el

contrario, los estudios realizados para entrar en Asturias y Galicia concluyeron que las infraestructuras necesarias para ofrecer suministro exigían una elevada inversión, y por tanto fueron aparcadas las negociaciones ya iniciadas con la Popular de Gas y Electricidad de Gijón⁵⁶. Por último, la entrada en las provincias de Segovia y Ávila se topó en 1930 con el inicio de una campaña de la sociedad Saltos del Alberche para internarse a su vez en ellas. Esta empresa era filial de Unión Eléctrica Madrileña y pertenecía, por tanto, a la red de intereses eléctricos del Banco Urquijo. De inmediato comenzaron las negociaciones entre los representantes de Duero y Valentín Ruiz Senén, del grupo de Urquijo, que duraron ocho meses, hasta que en diciembre de aquel mismo año se llegó a un acuerdo por el cual Electra Popular Vallisoletana entraba en el mercado segoviano y Duero podía internarse en el abulense —a través de la creación de una filial, lo cual hizo en 1932—, a cambio de una serie de ventajas para Unión Eléctrica Madrileña, empresa matriz de Saltos del Alberche. Quedaba para más adelante la discusión sobre la forma en que Duero participaría del mercado madrileño⁵⁷.

En resumen, al terminarse las obras de la presa y la central del Esla e iniciarse la producción en 1935, Saltos del Duero había logrado hacerse con el control de una parte sustancial de la distribución de energía en las regiones de Castilla, León y Extremadura, bien mediante filiales —de nueva creación o por absorción de las ya existentes—, bien por contratos de suministro a largo plazo, bien por vía de la distribución directa. El incremento del número de empresas bajo su dominio le llevó a tomar la decisión de incorporar a sus consejos de administración elementos de su equipo directivo ajenos al Consejo de Duero, para liberar a éstos de tal carga y, al mismo tiempo, para crear «un sistema que estimularía el interés y el agrado del personal al ver que se le abría un camino de alta colaboración con las ventajas morales y materiales que esto pudiera representar para su carrera»⁵⁸. Las bases de la red empresarial de Saltos del Duero estaban puestas, aunque quedaban aún importantes asignaturas pendientes que hallarían cauces de solución imprevistos como consecuencia de la sublevación militar de julio de 1936. Para entonces, Duero había obtenido una posición hegemónica o al menos preponderante en Valladolid, Burgos, Segovia, Ávila, Palencia, Salamanca, Cáceres y Badajoz. Quedaban aún fuera de su red las provincias de Soria y, fundamentalmente, León y Zamora.

Al iniciarse la Guerra Civil se cortaron las comunicaciones entre Bilbao y Zamora y las autoridades militares ordenaron a Saltos del Duero que interrumpiera el suministro, por lo que la industria vizcaína no pudo cubrir sus necesidades de energía a través de la central del Esla, ni de ninguna otra manera. Pero esta situación duró menos de un año, ya que Bilbao pasó a manos de los sublevados el 19 de junio de 1937, se restablecieron las relaciones entre Zamora y Vizcaya, la dirección recuperó el control completo de la sociedad y el Consejo de Administración pudo reunirse de nuevo el 10 de julio⁵⁹. Ya veremos más adelante las consecuencias que tuvo para Bilbao la posibilidad de contar con la energía

procedente del Esla, que sirvió para abastecer plenamente a la industria vizcaína volcada en la producción de armamento para el ejército de Franco, y que fortaleció a Saltos del Duero frente a Hidroeléctrica Ibérica. Por el momento debemos referirnos aquí a las consecuencias que las circunstancias especiales ocasionadas por la contienda trajeron al mercado de Castilla, León y Extremadura. Terminada la guerra, Saltos del Duero había logrado completar su hegemonía en el mercado propio al conseguir salvar los obstáculos y resistencias que aún existían en 1935, principalmente en las provincias de Burgos y Soria, y sobre todo León y Zamora. A esta solución favorable a Duero contribuyeron decisivamente las autoridades franquistas, espoleadas por las premuras del conflicto bélico.

Ya en diciembre de 1937, el presidente de la sociedad, Julio Arteché Villabaso, había propuesto al Comité de Gerencia, y éste había aceptado, la creación de un Servicio de Coordinación para obtener un control más efectivo sobre las filiales, crecidas en número. A partir de entonces se inició un proceso de expansión que no se detendría hasta 1939. Comenzó la Electra de Burgos en febrero de 1938, al hacerse con la propiedad de las distribuidoras de Soria a cambio de un millón de pesetas y tras ganar el concurso abierto por el Ayuntamiento de esa ciudad para el alumbrado público. Arteché comentaba con satisfacción: «De esta manera todo el mercado de Soria pasa íntegro a manos de Electra de Burgos, con lo que serán efectuados por Duero los correspondientes suministros de energía». En Extremadura, la filial de la compañía bilbaína fortalecía su posición. En abril de 1938 se informaba al Comité de Gerencia de que Eléctrica de Cáceres «ha[bía] conseguido terminar con la competencia que venía sosteniendo con la otra empresa distribuidora de aquella localidad estableciendo un acuerdo con la misma por virtud del cual ésta se aparta[ba] del negocio eléctrico cediéndoselo a Eléctrica de Cáceres mediante el abono de 500.000 pesetas»⁶⁰.

Siguió después la provincia de León, en la que Duero había encontrado especiales dificultades para su expansión. Éstas se redujeron cuando la Junta Técnica del Estado impuso a la compañía la construcción en el plazo de dos meses y medio de la línea Esla-León, para remediar la falta de energía que sufrían la ciudad y la zona minera a causa de hallarse las centrales que tradicionalmente las abastecían en zona republicana. Una vez recuperadas, Duero hubo de negociar una serie de convenios con productores y distribuidores leoneses. El 23 de abril se firmaban las bases para comprar la mitad del capital de Hidroeléctrica Legionense, cuya central había sido destruida por el ejército republicano⁶¹. Después vendría la Hullera Vasco-Leonesa, con el objetivo expreso, según el director de Duero, de «eliminarla del mercado eléctrico», lo que se consiguió en noviembre de 1938, mientras en diciembre se convenía con Hulleras de Sabero y Anexas, el mayor cliente de la provincia, un suministro de 5 millones de kWh anuales. También le llegaría la vez a Fuerzas y Riegos del Canal del Esla, que poseía un salto en la provincia de León y cuya central sería paralizada por Duero una vez tomara su control. Por su parte,

en Benavente —aunque localizada en el norte de Zamora, ligada al sistema eléctrico leonés— se fundó la Electra Benaventana con asesoramiento y participación de Duero, y por fin le tocó el turno a la Minero Siderúrgica de Ponferrada, deseosa de dar salida a parte de su producción de carbón mediante su conversión en energía eléctrica. A pesar de que consideraba a León como su mercado «natural» y de que había visto con desagrado la intromisión de Duero, se vio obligada a pactar con la sociedad bilbaína el reparto del mercado leonés. En la ciudad, el Servicio Nacional de Industria reunió a Duero con las sociedades locales y se llegó a un acuerdo para repartirse la distribución. Antes de acabada la guerra, Saltos del Duero se había convertido en la empresa hegemónica en toda la provincia de León, a falta de ultimar la compra de algunas pequeñas compañías, que se produciría tras la contienda⁶².

Por su parte, Zamora era la provincia donde Saltos del Duero había encontrado las mayores dificultades para hacerse con la hegemonía del negocio eléctrico debido a la tenaz oposición de El Porvenir. Esta sociedad, controlada por Federico Cantero —con quien Duero había tenido una larga historia de desencuentros motivados por otros asuntos de concesiones de saltos⁶³—, se dedicaba en 1938 a interferir en la tramitación de expedientes de la sociedad bilbaína haciendo valer su influencia ante la Jefatura de Obras Públicas de la provincia y ante los individuos y empresas que habían pactado con Duero el suministro de fluido⁶⁴. La empresa bilbaína tenía prácticamente tomada la decisión de iniciar una batalla de precios en toda regla para hacerse con el mercado de Zamora. La situación llegó a tal punto que, en ese mismo año, el Delegado de Orden Público de la provincia se sintió impelido a reunir a las dos partes para alcanzar una avenencia, que se produjo el 9 de julio con la firma de unas bases de convenio, y el 22 de agosto con un acuerdo definitivo por el cual El Porvenir y Duero se repartían el mercado zamorano, y la primera se comprometía a cubrir sus déficit futuros con energía de la segunda⁶⁵.

Acabada la guerra, sólo restaba concluir el proceso de dominio del mercado propio. La filial Hidroeléctrica Navarra entró en liquidación y de la explotación de su negocio se hizo cargo directamente Saltos del Duero a partir del 1 de enero de 1942⁶⁶. En junio de 1943, Duero y Minero Siderúrgica de Ponferrada llegaban a un preacuerdo para repartirse el 60% del capital de Fuerzas Motrices del Valle de Luna, después llamada Electras Leonesas (ELSA), pero el acuerdo definitivo no llegó a producirse y ELSA se mantuvo ajena al control de Duero⁶⁷. Más tarde, ya en 1946, Electra Benaventana pasaba definitivamente a manos de Iberduero después de haberse visto tentada de establecer una alianza con ELSA. Finalmente, El Porvenir de Zamora, orgullosa defensora durante dos décadas de su independencia frente al poderoso invasor bilbaíno, cayó en manos de Iberduero en 1947 a cambio de la venta en buenas condiciones del total de su capital social. Iberduero pagó 28 millones de pesetas —esto es, a un tipo del 400% del valor nominal de las acciones— por ultimar la tan ansiada hegemonía en el mercado castellano-leonés⁶⁸.

¿Y cuál fue la importancia que tuvo este mercado dentro de las cifras globales de negocio de Saltos del Duero? Los datos disponibles parecen indicar que se cubrieron las expectativas del informe de 1928. La Sección de Tarifas y Mercados había calculado que de los 400 GWh que podría llegar a producir la central del Esla, 90 serían absorbidos por sus filiales del mercado natural⁶⁹. En julio de 1937, la dirección informaba al Comité de Gerencia de que, de los 650.000 kWh diarios que estaban produciendo, 150.000 eran absorbidos por León, Valladolid, Salamanca y Burgos, correspondiendo el triple de esa cantidad a Bilbao. En febrero de 1938, el Comité escuchaba con satisfacción al director general, Ricardo Rubio, dar las siguientes explicaciones: «Los suministros (en 1937) han rebasado los cien millones de kWh llegando a 101,35. La facturación ha sido de 6.079.887,40 pesetas, lo que pone un precio medio de 5,9 céntimos por kWh. [...] El mercado de Bilbao ha absorbido 76 millones de kWh, y el de Castilla, el resto. [...] Del importe total de la recaudación corresponde a Bilbao 4,2 millones, a Salamanca tres cuartos de millón, a Valladolid 600.000, y a León y Burgos un cuarto de millón por cada una. Es decir, que el conjunto del mercado de Castilla da cerca de 2 millones de pesetas, que es un resultado verdaderamente halagüeño»⁷⁰. En 1939, los ingresos por suministros en Castilla se calculaban en 3,2 millones de pesetas, mientras los de Bilbao ascendían a 7,2. La incorporación de Soria, León y Zamora durante la contienda había incrementado el porcentaje correspondiente al mercado propio⁷¹. A ello había que sumar los beneficios obtenidos por su participación en el capital de las empresas filiales, que a la altura de 1943 eran las siguientes: Electra Popular Vallisoletana, Electra de Salamanca, Electra de Burgos, Eléctrica de Cáceres, Electricista de León, Hidroeléctrica Legionense, Electra Popular Toresana, Hidroeléctrica de Pesqueruela y Salto del Burguillo. Casi todas ellas repartieron dividendos en los años inmediatamente posteriores a la guerra. Como indicaba Ricardo Rubio al Consejo en 1942: «La esperanza que Saltos del Duero tenía en sus filiales se ha visto confirmada, esperándose que todavía este resultado vaya aumentando considerablemente»⁷².

3.2 ACUERDOS Y DESACUERDOS CON EL «GRUPO HIDROELÉCTRICO»

La obtención de un mercado propio representaba para Duero una necesidad insoslayable, pero por sí solo no bastaba para colocar sino una cuarta parte de la energía producida por la central del Esla en el mejor de los casos contemplados. Por ello, desde un principio los técnicos y socios de la compañía efectuaron un planteamiento del negocio que abarcaba por un lado a Madrid y por otro al País Vasco, y dentro de él, muy especialmente, Bilbao y su importante área industrial. Resultaba pues inevitable que en estos dos mer-

cados se entrara en colisión con los intereses de las empresas productoras y distribuidoras que los servían. La región vasca era prácticamente un monopolio de Hidroeléctrica Ibérica, filial del Banco de Vizcaya, y Madrid se repartía al 50% entre Unión Eléctrica Madrileña, del Banco Urquijo, y la Cooperativa Electra de Madrid, controlada por Hidroeléctrica Española y ésta, a su vez, por la Ibérica. Por su parte, Galicia, Asturias y Santander estaban en manos de Electra del Viesgo, de nuevo una filial del Vizcaya. Así pues, El Banco de Bilbao entraba en el negocio eléctrico enfrentándose al Urquijo y al Vizcaya con el arma poderosa de la gran producción de su salto del Esla⁷³.

No tanto con el Urquijo como con el Vizcaya, las disputas habían predominado sobre los acuerdos desde la fundación de Saltos del Duero en 1918, como ya hemos indicado en apartados anteriores. Sin embargo, en los primeros años de la década de 1930 la central del Esla representaba una realidad ya cercana y, por consiguiente, la aparición en el mercado eléctrico español de un nuevo gran productor era imparable. Las circunstancias de ese mercado, además, habían empeorado como consecuencia de la creación de nuevos saltos durante la década de 1920 y la contracción posterior de la demanda a causa de la crisis mundial iniciada en 1929. Por tanto, se imponía un acuerdo, tanto más cuanto que eran conocidas por todos los partícipes del negocio las consecuencias funestas que sobre sus resultados podría atraer una competencia en precios, aunque sólo fuera por el recuerdo de las luchas por el mercado madrileño antes del convenio de 1913 que estableció definitivamente un saludable duopolio⁷⁴.

Así pues, los planteamientos iniciales de expansión propia hacia Madrid, el País Vasco y la cornisa cantábrica, espoleados por la dura oposición inicial que mostraron las compañías asentadas, sobre todo las relacionadas con el Banco de Vizcaya, a la creación de Saltos del Duero, fueron progresivamente abandonados en favor de una política más pragmática que garantizara la colocación de una buena parte de la producción de la central del Esla. Hidroeléctrica Ibérica, Electra del Viesgo e Hidroeléctrica Española eran, además de importantes productores, grandes distribuidores que disfrutaban de mercados propios en los que Duero iba a hallar elevadas barreras de entrada, ya que debería levantar su propia red de distribución y ofrecer fluido a precios competitivos para hacerse con cuota de mercado. Además, sus competidoras se encontraban en una situación financiera saneada gracias al disfrute durante muchos años de elevados beneficios, por lo que siempre podrían aguantar la tormenta y competir en precios durante largo tiempo⁷⁵. Por todas estas razones, tanto Saltos del Duero como las empresas del Urquijo y del Vizcaya estaban destinadas a entenderse. Lo decía Ampuero en una reunión del Consejo de Administración: «El problema es principalmente financiero dadas las circunstancias actuales y, por ello, se debe intentar reducir el gasto considerable que supone la distribución, procurándose una inteligencia con los actuales grupos distribuidores más importantes de nuestra zona de influencia»⁷⁶.

Pero ello se hizo después de que se alejara del panorama de Duero lo que más tarde el ingeniero de la casa Echanove calificó como «la tentación» del Banco de Bilbao. Consistió ésta en la oferta que el grupo norteamericano introducido en Duero con un 25% de su capital hizo al banco de participar en la creación de un sindicato que serviría para aunar todos los negocios de distribución en España de la mano de otro grupo foráneo, en este caso italiano, experto en estas lides, el llamado grupo Volpi, cuyo máximo responsable era el conde del mismo nombre. Desde su entrada en el Consejo de Administración de Duero, el principal representante del grupo extranjero, el marqués de Targiani, no dejó de manifestar insistentemente su preocupación por la dificultad de colocar en el mercado la futura producción de la central del Esla, así como de mostrar sus dudas acerca del camino seguido hasta entonces por el equipo directivo de Duero para solucionar este trascendental problema. Ya en la reunión del Comité de Gerencia del 29 de abril de 1929 había abogado por «no perder un solo instante para asegurarse definitivamente estos negocios», y un mes más tarde el Comité era informado de que el grupo extranjero, por su propia cuenta, había encargado a Joaquín Chapaprieta «un estudio legal y fiscal sobre la constitución de un grupo distribuidor en la zona de influencia de los Saltos»⁷⁷.

Muy poco después, el 18 de junio, el Banco de Bilbao y la United Electric Securities, partícipe del grupo extranjero, firmaron un memorándum para la creación de un Sindicato de Distribución⁷⁸. Este proyecto tenía como objetivo la adquisición de compañías distribuidoras del norte, noroeste y centro de España, con especial referencia a Madrid, y establecía una participación del 40% para el Banco de Bilbao —que podría repartirlo con otros bancos—, del 35% para la United Electric Securities y del 25% para Saltos del Duero. Orbegozo hubo de pedir en la reunión del Comité de Duero que se incluyera una cláusula, hasta ese momento inexistente, por la que se diera el monopolio del suministro a Duero, y Targiani tuvo que insistir en el mismo Comité acerca de las virtudes de un acuerdo semejante. El Banco de Bilbao vio con buenos ojos la iniciativa porque podía suponer la solución a los problemas financieros que arrastraba Duero si el grupo Volpi consentía en realizar una aportación de capital suficiente, pero los elementos directivos de Duero, con Orbegozo a la cabeza, se opusieron a esta maniobra del banco porque consideraron que la sociedad no debía consentir la cesión completa del negocio de distribución. Finalmente el convenio no llegó a cerrarse porque la United Electric Securities dio un giro a sus asuntos eléctricos en Europa y decidió canalizar sus intereses en España a través de una alianza con el grupo Volpi por la cual se creó la Yberian Electric Limited, a la que transfirió en julio de 1930 todas sus acciones de Duero. Sin embargo, dos años después, en septiembre de 1932, las acciones volvieron a la United y los representantes de la Yberian se separaron del Consejo de Duero⁷⁹. Los acontecimientos políticos de la década de 1930 y la Segunda Guerra Mundial provoca-

ron la ruptura definitiva de la alianza italo-norteamericana, si bien el marqués de Targiani tuvo tiempo de ofrecer los servicios de la Yberian al Consejo de Duero en febrero de 1931, circunscritos, eso sí, a la zona que no entrara en competencia con las hidroeléctricas ya establecidas, con las que consideraba que había que llegar a un acuerdo que evitara la competencia⁸⁰.

Las conversaciones con el llamado grupo hidroeléctrico se iniciaron con la celebración, el 1 de junio de 1931, de una entrevista solicitada por César de la Mora, de Electra del Viesgo, a Saltos del Duero, y continuaron de manera oficiosa con otra serie de reuniones de carácter privado entre consejeros de ambas partes⁸¹. Esto no impidió, sino más bien al contrario, que Duero diera pasos encaminados a introducirse en el mercado del grupo hidroeléctrico, y así firmó un convenio de suministro con la Cooperativa Eléctrica de Bilbao, estudió las posibilidades de crear una distribuidora para Guipúzcoa y decidió presentarse al concurso de electrificación de la Ciudad Universitaria de Madrid. De esta forma dejaba claras sus intenciones y pretendía que aumentara el nerviosismo y la presión sobre el grupo hidroeléctrico. Dicho con palabras de Orbegozo: «Nuestra actitud en este momento puede considerarse como una demostración estratégica»⁸². Y en verdad se logró el objetivo, porque a raíz del «susto» de la Ciudad Universitaria, Valentín Ruiz Senén, en representación de los intereses eléctricos del grupo Urquijo, se dirigió rápidamente a Saltos del Duero y se comprometió, a petición de Orbegozo, a realizar una propuesta de suministro a las empresas que, bajo su dirección, distribuían energía en Madrid⁸³. En julio de 1933, Duero se preparaba para entrar en el mercado madrileño gestionando cerca de su Ayuntamiento la adquisición de terrenos para la instalación de una subestación de transformación⁸⁴. Un año más tarde, el 13 de julio de 1934, se alcanzaron finalmente unas bases de acuerdo, cuando era inminente la entrada en el mercado de la producción del Esla, sólo aplazada por los problemas técnicos derivados del accidente del aliviadero que ya hemos comentado en otro apartado. Este convenio inicial se convirtió en definitivo y entró en funcionamiento el 1 de julio de 1935, elevándose a escritura pública el 1 de febrero de 1936⁸⁵.

En esencia, sirvió para hacer desaparecer las principales preocupaciones de las empresas firmantes: Duero aseguró la colocación de una parte importante de su energía y el grupo hidroeléctrico impidió su entrada como competidor en los mercados que hasta entonces había monopolizado. Pero las consecuencias del acuerdo llegaron más lejos. En sus cláusulas se reconocía a Duero como productor dominante hasta el punto de que, a cambio de mantener la situación de monopolio en sus mercados, las empresas del grupo hidroeléctrico se comprometían a no construir nuevos saltos, salvo los que ya estaban en marcha. Se establecían unos cupos de energía por los que las empresas del grupo hidroeléctrico quedaban obligadas a comprar a Duero 110 millones de kWh: 80 entre Ibérica, Española y Viesgo, y 30 entre Unión Eléctrica Madrileña, Saltos del Alberche y

Eléctrica de Castilla, 10 de ellos a partir de 1937 para la electrificación de los tramos ferroviarios Madrid-Segovia y Madrid-Ávila. Por sí solos, estos cupos superaban la cantidad total de energía que Duero había previsto colocar en su mercado propio. Duero se comprometía además a incrementar en el futuro su capacidad de producción con las construcciones necesarias cuando la demanda lo exigiera. Por último, todas las empresas se obligaban a procurar la intensificación del consumo, «prestando especialísimo interés a las aplicaciones de orden doméstico de la energía»⁸⁶.

Duero comenzó a suministrar energía a Hidroeléctrica Ibérica en febrero de 1935 y, tras una interrupción de tres meses, volvió a hacerlo ya definitivamente a partir de junio de aquel año. Mientras tanto, se avanzó en el tendido de la línea Valladolid-Madrid para ofrecer la energía de la central del Esla a la capital lo antes posible y cumplir con el acuerdo firmado con el grupo hidroeléctrico. Pero poco después estalló la Guerra Civil y, como ya hemos indicado, las comunicaciones entre Zamora y Bilbao quedaron cortadas, interrumpiéndose a su vez el suministro hasta que Bilbao fue tomada por los sublevados en junio de 1937. A partir de entonces, la lógica bélica convirtió a Duero en un elemento imprescindible para los intereses armamentísticos del bando franquista y el abastecimiento de Bilbao y su industria dependió casi en exclusiva de la central del Esla, al haber quedado los saltos del Cinca y la central de Lafortunada de la Ibérica en la zona controlada aún por el bando republicano⁸⁷. Recuperada ésta para la Ibérica en junio de 1938, hubieron de pasar varios meses hasta que pudo ponerse en funcionamiento, y mientras tanto Duero fue encargada por las autoridades militares franquistas de tender líneas auxiliares que garantizaran el suministro a Bilbao. Gracias al enlace Seira-Lafortunada, desde septiembre de 1938 la unión de las producciones de los saltos catalanes y del Esla aseguraron el abastecimiento de la industria militar vizcaína, que no se vio afectada, incluso, cuando el aliviadero del Esla volvió a provocar la inundación de la central y su paralización durante un mes a comienzos de 1939⁸⁸. Al final de la guerra, Duero había logrado elevar su producción a un millón de kilovatios/hora por día laborable, si bien disminuiría temporalmente al acabarse las urgencias bélicas y debido a la completa puesta en funcionamiento de la central del Cinca por la Ibérica.

En febrero de 1940 llegó la energía de Duero a Madrid para comenzar a servir a Hidroeléctrica Española y Unión Eléctrica Madrileña a cuenta de sus cupos, lo que sirvió para compensar el descenso de la facturación de Hidroeléctrica Ibérica⁸⁹. Si en 1940 la producción fue de 153 millones de kWh, en 1941 alcanzó la cifra de 225 millones y en 1942 aumentó hasta 317 millones. Por otra parte, resultó esencial para la buena marcha del negocio de Duero que sus principales clientes, las empresas del grupo hidroeléctrico y las filiales del mercado propio, sufrieran los rigores de la sequía. Así lo expresaba el director general que sustituyó a Orbegozo, Ricardo Rubio, ante el Comité de Gerencia reunido el 7 de septiembre de 1940: «El incremento brusco que en nuestra producción

determina la sequía de los ríos aprovechados por nuestros clientes no se ha presentado hasta estos primeros días de septiembre, en los que hemos alcanzado el millón de kWh diario. A fines del mes pasado apenas habíamos alcanzado, en progresión muy lenta, los 600.000 kWh»⁹⁰. A la altura de 1943, el suministro diario llegaba a un millón y medio de kilovatios/hora y tanto la dirección como el Consejo mostraban su satisfacción por los resultados que estaban obteniendo en su negocio.

Pero las desavenencias entre productora y distribuidoras llegaron pronto. En la reunión celebrada por el Comité Mixto del convenio en el mes de julio de 1940, propuso el grupo hidroeléctrico que se examinaran las disponibilidades de energía de Saltos del Duero a la vista de los incrementos de consumo que se anunciaban para el futuro. Se refería sobre todo a la posibilidad de que Altos Hornos de Vizcaya aumentara su carga en 100 millones de kWh y, sin aludir expresamente a ello, al anuncio de la concesión de la fábrica de nitratos que se había de levantar en Valladolid, y de la que hablaremos enseguida. Pero Duero no tenía constancia de lo primero ni estaba segura del plazo de ejecución de la segunda, por lo que en principio miró con cautela la posibilidad de construir un segundo salto. «Es claro —decía Ricardo Rubio al Comité de Gerencia— que lo que conviene al grupo hidroeléctrico es disponer, sin incurrir en sacrificios económicos, de las mayores reservas de energía, pero es igualmente indudable que a Duero no le conviene que las inversiones de capital que realice en nuevas construcciones no sean rentables, por lo cual interesa sobremedida acomodar las nuevas construcciones al efectivo desarrollo del mercado eléctrico que abastecemos». Ahora bien, reconocía que si fuera posible levantar la fábrica de nitrógeno en breve tiempo, algo que la guerra mundial impedía por el momento, Duero se acercaría mucho al límite de su capacidad. Por consiguiente, convenía iniciar cuanto antes los estudios del segundo salto⁹¹.

En torno al nuevo suministro a Altos Hornos, destinado a la fabricación de sulfato amónico, también surgió una discusión entre la Ibérica y Duero, puesto que éste entendía que alteraba las bases del acuerdo y que había que proceder a un nuevo criterio de contratación para variar las tarifas establecidas en el convenio. En definitiva, Duero pretendía, a la vista de la importancia del nuevo cliente, incrementar la tarifa de 5,5 céntimos a la que suministraba energía a la Ibérica, y ésta deseaba mantenerla. Otras cuestiones relativas a disparidades en la liquidación del cupo obligatorio llevaron a su vez a las dos empresas a presentar sus reclamaciones ante el Tribunal Arbitral creado en el convenio para estos casos⁹². Pero lo que realmente quebró las relaciones entre Saltos del Duero y el grupo hidroeléctrico fue la pretensión de Electra del Viesgo e Hidroeléctrica Ibérica de construir nuevos saltos, esgrimiendo el argumento de que la capacidad de Duero no iba a ser suficiente para cubrir las necesidades crecientes del mercado. Una primera solicitud de autorización fue denegada por Duero en junio de 1942 en virtud del convenio, no obstante lo cual la Ibérica y Viesgo anunciaron su propósito de seguir adelante

con su construcción. Duero advertía de que ello suponía «una rotura fundamental y completa (del convenio), que afecta(ba) íntegramente a todos los partícipes de la zona, lo cual autorizaría a Saltos del Duero a proceder con igual libertad en toda ella»⁹³. Poco después era Unión Eléctrica Madrileña la que solicitaba a Duero su autorización para construir un nuevo salto aguas abajo del de Bolarque, si bien reconocía como compensación una participación en su distribución. Y mientras tanto seguían adelante los estudios para la construcción del segundo salto de Duero, y se acordaba exponer en la reunión del Comité Mixto del convenio del 1 de septiembre el propósito decidido de construirlo, para lo cual se preparaba ya la correspondiente ampliación de capital.

Sin embargo, el anuncio de dicho propósito no acabó con las pretensiones constructoras de Electra del Viesgo e Hidroeléctrica Ibérica, por lo que la reunión finalizó sin acuerdo. Gestiones personales del presidente de Hidroeléctrica Española lograron poner al habla de nuevo a Duero y a las empresas del norte y noroeste, y de estas conversaciones surgió la posibilidad de un pacto que daría a Viesgo e Ibérica libertad de construcción a cambio de compartir con Duero la distribución. Finalmente, el nuevo convenio se firmó el 31 de diciembre de 1942. En sus cláusulas se estipulaba que Duero tendría derecho a cubrir directamente el 50% de los aumentos de consumo de la zona servida por la Ibérica, calculados en función de los aumentos de los años anteriores. Además, Duero suministraría a la Ibérica 120 millones de kWh anuales a un precio de 5,75 céntimos el kWh. Los clientes de las dos empresas serían asignados por una comisión formada por un delegado de cada una, y mientras Duero no estuviera en disposición de cubrir el suministro directamente, lo haría indirectamente a través de las instalaciones de la Ibérica, pagándole por ello en concepto de peaje el 15% del precio medio de sus abonados⁹⁴. En el caso de Viesgo, ésta mantenía la situación de monopolio en su zona y obtenía el derecho a construir nuevos saltos, si bien se comprometía a adquirir de Duero en los cuatro años siguientes un cupo de 16 millones de kWh anuales, y a darle preferencia en el caso de que ella sola no pudiera satisfacer las necesidades de energía de algún nuevo consumidor⁹⁵.

La firma del nuevo convenio atrajo enseguida la atención de otras empresas del grupo hidroeléctrico, Unión Eléctrica Madrileña e Hidroeléctrica Española, que comenzaron a planificar la construcción de nuevos saltos sin el consentimiento de Duero. Ésta mantuvo su posición en el sentido de no ceder sus derechos de productor sin una compensación equivalente en la distribución, que debería consistir, según su criterio, en la cesión de la distribución efectiva en la zona centro del 50% de los aumentos de consumo⁹⁶. Pero se tropezó con la oposición de la Española a ceder una cuota del mercado de baja tensión, por lo que las negociaciones estuvieron a punto de romperse a la altura de febrero de 1944. Finalmente se llegó a un nuevo convenio en el mes siguiente que básicamente daba libertad de acción en la faceta de producción y repartía el mercado en

la de distribución. Era un calco del firmado anteriormente con las empresas del norte —incluso contenía párrafos idénticos— salvo en el porcentaje de los aumentos de consumo al que podría acceder Duero, que quedaba pactado en un tercio, y la cantidad a suministrar a la Española, cifrada en 18,75 millones de kWh. Por último, un mes y medio después, Duero firmó un convenio similar con Unión Eléctrica Madrileña, Saltos del Alberche y Eléctrica de Castilla, obteniendo un tercio de los aumentos de consumo y pactando la entrega por Duero de 32,75 millones de kWh⁹⁷.

Mientras tanto, en los meses finales de 1942 se ultimaron los estudios del nuevo salto. La dirección de la empresa planteó al Consejo dos alternativas. La primera se basaba en aprovechar todo el tramo del Duero español con un solo salto de 80 metros de altura y una capacidad de producción de 700 millones de kWh. La segunda consistía en partir el tramo y aprovechar la parte superior del mismo con un desnivel de unos 40 metros y la mitad de capacidad de producción, dejando para más adelante el segundo tramo. La primera opción tenía la ventaja evidente de que se conseguía mucha mayor producción con una sola instalación, pero la dirección expuso al Consejo una serie de inconvenientes que la llevaban a inclinarse por la segunda solución. En primer lugar, las enormes avenidas del río Duero planteaban problemas técnicos muy superiores en el salto de 80 metros que prolongarían y encarecerían su construcción; en segundo lugar, y en parte por lo anterior, se tardaría mucho más en acabarlo, debido también a su mayor envergadura; en tercero, como consecuencia de lo dicho, Saltos del Duero no llegaría a tiempo para cubrir el crecimiento de la demanda; en cuarto, había que mantener cierta cautela ante las previsiones de aumento del consumo, acomodando a éstas las nuevas construcciones, de forma que para Duero era más grave equivocarse por exceso que por defecto; en quinto lugar, las circunstancias mundiales no impulsaban al optimismo ni permitían establecer de manera fidedigna una fecha para la terminación de la fábrica de nitratos de Valladolid, ya que dependía de maquinaria extranjera; en sexto, los nuevos convenios firmados con las empresas del grupo hidroeléctrico daban libertad a éstas para construir sus propios saltos; y en séptimo lugar y como conclusión, 350 millones de kWh serían suficientes, calculaba la dirección, para cubrir las necesidades del consumo, pero si no fuera así siempre habría tiempo para preparar la ejecución de un nuevo salto.

Oída la explicación de Ricardo Rubio, el Consejo optó lógicamente por la segunda alternativa y de esta decisión nació el salto de Villalcampo, que estaría ubicado 11 kilómetros aguas abajo del salto del Esla, tendría 41 metros de altura y ampliaría la capacidad de producción de la empresa en 350 millones de kWh⁹⁸. El Ministerio de Obras Públicas lo aprobó el 13 de julio de 1943 y de inmediato se preparó su construcción, para lo cual se decidió una ampliación del capital social de 120 millones de pesetas, que fue absorbida en su totalidad por los antiguos accionistas a pesar de «las circunstancias del

mercado financiero», como se dijo con satisfacción en el Consejo de Duero. Los nuevos 120 millones deberían servir tanto para el nuevo salto como para liquidar la deuda flotante de la sociedad⁹⁹. Sin embargo, la construcción costó 150 millones, duró 7 años —se había previsto construirlo en 4— y finalmente Villalcampo entró en explotación en 1950, pero para entonces Iberduero ya había comenzado una nueva presa, la tercera, que sería el salto de Castro¹⁰⁰.

A la vista de las graves restricciones energéticas que comenzó a sufrir el país a partir de 1944, no cabe sino concluir que fue Saltos del Duero quien erró en sus cálculos de previsión de consumo y que, al defender su monopolio en la producción y al mismo tiempo no conceder fiabilidad a las peticiones del grupo hidroeléctrico de que aumentara su capacidad productiva, entorpeció la respuesta de la oferta a las crecientes necesidades de la demanda. En la mentalidad de los gestores de Duero debió de pesar el recuerdo de las consideraciones que se habían vertido en numerosas ocasiones durante la década de 1920 acerca de la locura que suponía su proyecto del Esla, así como las dificultades para colocar su producción en el decenio de 1930. Pero el bajo nivel al que se habían situado los precios del fluido eléctrico y las dificultades provocadas por la guerra mundial para la obtención de combustibles sólidos y, en mayor medida, líquidos, llevaron a intentar sustituir con rapidez éstos por la energía eléctrica allí donde fuera posible. El grupo hidroeléctrico reaccionó tratando de incrementar la capacidad de producción, primero la de Duero y luego, ante la excesiva cautela de éste, la suya propia, aunque ello implicara la violación del convenio de 1936. La falta de previsión de Duero y la especial organización del sector eléctrico español, que enfrentaba los intereses expansionistas de los distribuidores con los más cautelosos del principal productor, fueron las causas principales de que la iniciativa privada no llegara a tiempo de evitar las restricciones energéticas¹⁰¹.

Saltos del Duero obtuvo por primera vez beneficios en 1938, ascendiendo éstos a 1.940.000 pesetas, que se redujeron a 1.570.000 en 1939¹⁰². La mayor parte de sus costes eran financieros, pues los de explotación no superaban el 10% de los ingresos. Reducidas las deudas del pasivo, bajaron los costes con ellas relacionados y comenzaron a aumentar paralelamente los beneficios, de tal manera que en 1940, por primera vez desde que se fundara en 1918, pudo distribuir un inicial dividendo del 3,5%. En 1941 los beneficios ascendieron ya a 10,6 millones de pesetas, por lo que pudo entregarse un dividendo del 4,5%. En los dos años siguientes se repartió un 6% debido al incremento de los beneficios, que ascendieron en 1943 a 18,9 millones de pesetas gracias a la magnífica relación entre ingresos y gastos totales. Éstos, tanto en 1941 como en 1942 y 1943, sólo supusieron un tercio de los ingresos¹⁰³. Duero había logrado dar salida a toda su producción y convertirse en una empresa rentable hasta el punto de colocar un cuarto grupo generador en la central del Esla y proyectar la construcción de un segundo salto. El crecimiento

del consumo eléctrico, impulsado en parte por las especiales dificultades de abastecimiento de combustible durante la guerra mundial, lo había hecho posible sin necesidad de llevar a efecto los proyectos de creación de demanda que tanto tiempo habían ocupado en las reuniones del Comité de Gerencia y del Consejo de Administración. En el apartado siguiente veremos los dos que adquirieron mayor relevancia, el de una fábrica de abonos nitrogenados en Valladolid y el del impulso a los usos domésticos de la energía eléctrica.

3.3 LA CREACIÓN DE DEMANDA

Ya en marzo de 1928 los técnicos de Saltos del Duero habían llamado la atención sobre la necesidad de impulsar el consumo de energía eléctrica, haciendo mención expresa del hecho de que el consumo doméstico habría de alcanzar mayores proporciones si se conseguía bajar el precio del suministro. «Las familias acomodadas —argumentaban— están pendientes de los interruptores y de que no se abuse del empleo, que resulta cómodo, de los pocos aparatos domésticos ya difundidos, para que las facturas no alcancen cifras exorbitantes», por lo que Duero debía perseguir la disminución de las tarifas y controlar, para ello, la distribución en su mercado propio. Pero no bastaba con abaratar el fluido, sino que había que «crear nuevas necesidades, nuevos modos de consumo»¹⁰⁴. En suma, Duero era consciente de que cuando la presa y la central del Esla estuvieran terminadas su principal problema sería la colocación de los 400 millones de kWh que podría llegar a ofrecer. Y no era suficiente con hacerse un hueco en el mercado, sino que resultaba imprescindible dar salida a parte de la producción mediante la creación de nuevos clientes y nuevas necesidades. Una posibilidad se hallaba en la potenciación de los aparatos eléctricos y la incentivación del consumo doméstico, y otra en la creación de industrias que se convirtieran en consumidoras intensivas de energía. Se desarrollaron proyectos para una y otra vía de consumo antes de la Guerra Civil, pero no se convirtieron en realidad hasta muchos años después de la contienda.

La oferta necesitaba crear la demanda, al igual que en otros países, como Inglaterra, Alemania y Francia, en donde se propusieron políticas incentivadoras del consumo doméstico¹⁰⁵. En España, Saltos del Duero persiguió este objetivo, junto a otras empresas eléctricas, mediante una serie de actuaciones encaminadas al estudio de aparatos electrodomésticos. En diciembre de 1935 se creó una agrupación llamada Fomento de Aplicaciones Domésticas de la Electricidad a la que se dotó con 100.000 pesetas; en junio de 1936 se dedicó una pequeña cantidad a potenciar la difusión de cocinas eléctricas, y durante la contienda se estudió la posibilidad de fabricar cocinas y calentadores para uso doméstico. Por fin, en octubre de 1941 Duero constituyó, en asociación con otros

elementos, una sociedad anónima con un modesto capital inicial de 1,25 millones de pesetas «para la fabricación de aparatos eléctricos para usos domésticos», atendiendo al «favorable resultado de los ensayos realizados»¹⁰⁶. Esta compañía se llamó Electrificación Doméstica Española (Edesa), y con el tiempo se convertiría en una de las más destacadas de su sector. Parece, pues, que las bases iniciales para el desarrollo de la industria de electrodomésticos se pusieron en la década de 1930, pero que no adquirieron auténtica vida empresarial hasta después de la Guerra Civil¹⁰⁷.

En lo que respecta a la creación de industrias que fueran consumidoras intensivas de energía, la actuación más relevante de Saltos del Duero estuvo relacionada con la fabricación de abonos nitrogenados¹⁰⁸. El interés de Duero por el nitrógeno data de agosto de 1931, cuando el cónsul de Noruega en España, el Sr. Jacobsen, actuando como representante del grupo suizo-americano de Hydro-Nitro, se acercó a Orbeagozo para proponerle la creación de una gran fábrica cerca de Zamora para aprovechar la energía eléctrica de la central del Esla en construcción. De inmediato el Comité de Gerencia acordó establecer negociaciones reservadas con la Hydro-Nitro, la International Chemical Industries y otros elementos para llevar a efecto el proyecto, bajo el criterio de obtener para Duero la exclusividad del suministro a un precio remunerador que fuera compatible con el desarrollo de tal industria¹⁰⁹. Como resultado de estas negociaciones, el 14 de octubre de 1932 se constituyó una sociedad con 500.000 pesetas de capital social y de la que formaron parte, con 100.000 pesetas cada una, Saltos del Duero, la General Electric Co. y la Hydro-Nitro. La primera suministraría la energía a la nueva empresa, para la que se propuso el nombre de Sociedad Electro-Química Hispana (Seqhis), la segunda facilitaría la maquinaria y la tercera se encargaría de las patentes y los elementos técnicos. La parte del capital no suscrita se reservaba para futuras alianzas convenientes, preferiblemente distribuidoras como S.A. Cros o Unión Española de Explosivos, con quien se entró en contacto inmediatamente. En realidad, los objetivos de la creación de una compañía con capital tan escueto consistían en adquirir una posición estratégica frente a los grandes grupos extranjeros importadores de abonos nitrogenados y esperar a que el Estado, con quien ya se estaba en negociaciones, otorgara la protección requerida para la nacionalización de la industria. Julio Aréche y José Orbeagozo representarían a Duero en el Consejo de Seqhis, cuya escritura pública de constitución se firmó el 21 de enero de 1933, y poco después Unión Española de Explosivos y la Imperial Quematical Industries hicieron saber su disposición a suscribir a partes iguales las 200.000 pesetas restantes del capital, lo que se llevó a efecto en abril del mismo año¹¹⁰.

Las fuentes consultadas no dan noticia del proyecto hasta octubre de 1935, en que el presidente de Duero, Julio Aréche, informó a sus compañeros del Comité de Gerencia y del Consejo de que los estudios para la instalación de la fábrica estaban ya muy avanzados¹¹¹. Indicó la necesidad de tender una nueva línea Esla-Valladolid y expresamente

aludió al objetivo de Duero en la nueva empresa: «colocar una gran parte de la producción del Esla, para lo cual se concretaría el oportuno compromiso de suministro de fluido aunque (fuera) a módico precio»¹¹². Poco después alertaba a sus compañeros de la oposición iniciada por las Cámaras Agrícolas al proyecto. Sin duda, tal oposición estaba provocada por el temor de los productores agrícolas a verse obligados a consumir abonos nacionales o, cuando menos, a sufrir una subida de los aranceles a la importación de abonos nitrogenados, cuando hasta aquel momento los habían obtenido del extranjero a precios muy ventajosos¹¹³.

Sin embargo, tras la Guerra Civil, retomada por Duero la cuestión del nitrógeno después de una paralización del proyecto de más de tres años, las circunstancias habían cambiado extraordinariamente. La antigua asociación con la Hydro-Nitro resultaba ahora por completo inconveniente al tratarse de una compañía unida a los países aliados, y era preciso, por consiguiente, buscar nuevas alianzas empresariales acordes con las que el nuevo régimen mantenía en política exterior. Así, «siguiendo orientaciones oficiales», se entró en contacto a principios de 1940 con la sociedad italiana Montecatini y se le pidió un anteproyecto en espera de que se publicara la ley que declaraba de interés nacional a la industria del nitrógeno, asunto que había entrado, en palabras del presidente de Duero, «en una fase muy interesante»¹¹⁴. Sin duda lo era para Duero, porque, siguiendo una costumbre ya antigua y que se extendería con el nuevo régimen, el director general de Industria que había impulsado dicha ley, José María de Areilza, emparentado con varios miembros de los Consejos de Administración de Saltos del Duero e Hidroeléctrica Ibérica, entraría en el Consejo de Nitratos de Castilla (NICAS) nada más constituirse ésta ante notario el 20 de septiembre de aquel mismo año¹¹⁵. En junio ya se habían firmado unas bases con Montecatini por las cuales la empresa italiana se encargaría de todo lo relacionado con patentes, procedimientos, asistencia técnica y construcción de las instalaciones, pero la entrada de Italia en la guerra mundial iba a alterar de nuevo el rumbo del negocio. En un principio Montecatini se mostró dispuesta a seguir adelante, de tal manera que se firmó con ella un contrato de cesión de patentes y colaboración técnica. Sin embargo, la exigencia del Ministerio de Industria de obtener la seguridad de importar la maquinaria italiana antes de dar su aprobación al proyecto, y la negativa de Montecatini a tal condición, llevó a la ruptura del contrato y a entablar nuevas negociaciones con otra casa, la tercera, que pudiera garantizar el envío de la maquinaria¹¹⁶. Y el interés del Consejo de Duero se fijó esta vez en Alemania, en concreto en la I. G. Farbenindustrie, conocida ya por técnicos españoles que la habían visitado por orden del Directorio en 1928¹¹⁷.

Una delegación del Consejo de NICAS compuesta por José María de Areilza, José María Gondra y Ricardo Rubio viajó a Alemania en octubre de 1941 para firmar el convenio de asistencia técnica y volvió con la garantía de la importación de maquinaria de la I. G. Farbenindustrie. Así que lo que procedía era atender el aspecto financiero del negocio,

para lo que se aumentó el capital social a 100 millones de pesetas y se pusieron en circulación de inmediato 56, que sumados a los 4 ya desembolsados daban un total de 60. Una parte considerable de la emisión de acciones, 41 millones, se ofreció con preferencia a Saltos del Duero y a sus accionistas, así como a EPV. No era raro, pues se mantenía el objetivo fundamental de colocar la producción de la central del Esla, para lo que se preparó también el contrato con NICAS que fijaba un precio base de 4,5 céntimos por kWh y una fórmula de corrección alcista en función de los beneficios¹¹⁸. A la altura de marzo de 1943 se ultimaban las gestiones para pasar la preciada maquinaria a través de la aduana de Irún. Sin embargo, en julio de 1944 aún no se había recibido, por lo que todo hace pensar que no llegó nunca, pues a partir de esas fechas sería más que improbable, dada la evolución de la guerra en Europa, que una fábrica alemana pudiera hacer llegar su mercancía a España¹¹⁹. Otro tanto le ocurrió, además, a Sefanitro, la filial de Altos Hornos de Vizcaya, que sufrió un quebranto económico considerable al perder la maquinaria encargada a Alemania durante la última fase de la guerra mundial. De nuevo, y en consonancia con el giro pro-aliado del régimen de Franco, los gestores de Duero —entonces ya Iberduero— habrían de alterar el rumbo de sus alianzas, por cuarta vez, y recuperar a sus iniciales socios, los americanos, para que la empresa obtuviera la maquinaria. Pero, al igual que le ocurrió a Sefanitro, NICAS no pudo hacerse con la maquinaria necesaria y tuvo que interrumpir su proyecto. No lograría llevarlo adelante hasta varios años después, y la fábrica de Valladolid no sería inaugurada por el Generalísimo hasta 1950¹²⁰.

4 LA FUSIÓN INEVITABLE. MOTIVOS PARA OLVIDAR VIEJAS DISPUTAS

Los acuerdos firmados con las empresas del grupo hidroeléctrico por los cuales se les permitía construir a cambio de que Duero participara del negocio de la distribución resultaron pronto insuficientes. En el verano de 1944, los presidentes de Saltos del Duero, Julio Arteché Villabaso, y de Hidroeléctrica Ibérica, Luis María Ybarra Oriol —hijo del marqués de Arriluce, que había sido asesinado en 1936— así como buena parte de los consejeros de ambas sociedades, se convencieron de la necesidad de unir las dos empresas en una sola y terminar definitivamente con la competencia que les enfrentaba¹²¹. Los secretarios generales de las dos compañías escribieron para sus respectivos presidentes unos informes en los que resumían las ventajas de la fusión comunes a ambas sociedades y los pasos a dar para llevarla por buen camino. Se apostaba por la fórmula de incorporar Saltos del Duero a Hidroeléctrica Ibérica por razones puramente fisca-

les, pero en realidad se trataba de una unión entre iguales. De hecho, el capital social nominal, no así el desembolsado, de Duero era mayor al de la Ibérica, 280 frente a 250 millones de pesetas, y el valor en bolsa de una acción de Duero superaba en más de un 20% al de su competidora¹²².

Eran diez las ventajas comunes para ambas empresas que veían sus secretarios generales. Entre ellas se indicaban una superior economía en las redes de distribución, una mayor facilidad para construir grandes saltos y la conjugación de los sistemas hidroeléctricos de los ríos Cinca, Ebro y Duero, que se complementaban «a las mil maravillas». Con la fusión podrían solucionarse de manera definitiva los problemas que había ocasionado el régimen de competencia pactada del convenio de 1942, sobre todo en lo concerniente al servicio a los grandes clientes, y podría evitarse, a su vez, la duplicidad de inversiones a que llevaba la entrada de Duero en el negocio de la distribución. Pero sobre todo destacaban el fortalecimiento de la posición ante el Estado y ante terceras empresas, principalmente las pequeñas compañías del sector que se aprovechaban de sus rivalidades, y una mayor eficacia a la hora de procurar subir los precios de la energía. En definitiva, se trataba, por un lado, de responder a la amenaza de intervención pública que se cernía sobre el sector a la altura de 1944 y, por otro, de alcanzar mejores posiciones, más cercanas al monopolio, en el mercado español, no en vano señalaban que podrían «lograr para Bilbao, en un próximo porvenir, la hegemonía en los negocios eléctricos»¹²³.

La amenaza de intervención del Estado era real, y más para Saltos del Duero que para ninguna otra gran empresa eléctrica puesto que uno de los proyectos de saltos amenazados de expropiación era precisamente el que estaba construyendo en Villalcampo. A la altura de 1944 se habían hecho realidad las restricciones energéticas que aún no asomaban unos pocos años antes, y ello podía servir de apoyo al INI de Suanzes para hacer valer su tesis de la incapacidad de las empresas privadas para satisfacer las necesidades del país y justificar así su intervención y control de la industria eléctrica. Ante tales temores, el presidente de Hidroeléctrica Española, José María Oriol Urquijo, visitó al Jefe del Estado con el encargo de las empresas de «explorar el pensamiento de la Superioridad [sic] sobre el verdadero alcance de sus propósitos». En este encuentro trascendental, Franco hizo ver a su amigo Oriol que estaba dispuesto a paralizar los planes estatistas del INI «en expectativa de que las empresas privadas p(udieran) presentar por su parte una base seria de colaboración». La respuesta de las compañías eléctricas no se hizo esperar y muy pronto todas ellas se pusieron de acuerdo para crear Unidad Eléctrica, S.A. (Unesa), con el objetivo estatutario de «conjuguar las producciones mediante los programas de utilización de la energía, conducente a lograr el aprovechamiento más completo posible de las fuentes generadoras, así como un amplio abastecimiento de los mercados»¹²⁴.

La fundación de Unesa debía servir para «crear un instrumento que permit[iera] sustituir plenamente los propósitos que pers[eguía] el Estado»¹²⁵, y la unión de Duero con Hidroeléctrica tenía detrás una motivación similar. Pero no todo eran ventajas en el proyecto de fusión. Duero gozaba de una mayor flexibilidad en la aplicación de tarifas, poseía el mayor coto hidroeléctrico de España, que ahora tendría que compartir, y sus acciones cotizaban por encima de las de Hidroeléctrica. Por todo ello podía prever una mayor expansión que su competidora en el futuro. Sin embargo, Hidroeléctrica, que se veía beneficiada por la fusión debido a los motivos anteriores, tendría que arrostrar dos graves inconvenientes que lastraban el futuro del negocio de Duero. Eran éstos el convenio pactado con Nitratos de Castilla (NICAS) para suministrarle una gran cantidad de energía a muy bajo precio, 4,5 céntimos el kWh, y los problemas causados por el aliviadero del salto del Esla. En cuanto al primero, existían multitud de incógnitas que impedían llegar a conclusiones y que estaban relacionadas con la fecha de terminación de la fábrica, la capacidad de Duero de incrementar el precio pactado y la política protectora del Estado, que podía convertir a NICAS en un negocio provechoso si imponía finalmente a los agricultores la obligación de consumir fertilizantes nacionales. En lo que se refiere al segundo, aunque aún no se había hallado una solución definitiva después de una década de graves dificultades, las últimas intervenciones de consolidación del terreno y de construcción de túneles permitían pensar que no existía un peligro inmediato¹²⁶.

Sea como fuere —Hidroeléctrica empujada por el temor a ser superada por su rival y Duero motivado por las presiones estatalizadoras—, el programa para llevar a efecto la fusión que sugerían los secretarios generales se efectuó rápidamente y el 15 de septiembre de 1944 sendas juntas extraordinarias de accionistas aprobaron las propuestas de sus presidentes por unanimidad. Según la prensa del día siguiente, que recogía con amplitud la noticia, los respectivos consejos de administración fueron «felicitados con gran efusión por los accionistas asistentes»¹²⁷. Nació así Unión Ibérica Duero, Sociedad Anónima, que sería conocida abreviadamente como Iberduero. Partió con un capital social nominal de 530 millones de pesetas, de los que se habían desembolsado en diciembre de aquel año 458,7. Ampliaciones sucesivas lo situaron a la altura de 1956 en 2.600 millones, lo que da muestra de su expansión¹²⁸. Sin duda, por encima de todas las razones para aparcar las viejas luchas que se habían dado entre una y otra empresa se encontraba la amenaza de estatalización de las concesiones de saltos, que en 1944 era demasiado grave como para esquivar la fusión. Así la percibieron los responsables de Saltos del Duero, que trataron de evitarla con el fortalecimiento definitivo de su posición frente al Estado.

- 1 Machimbarrena (1941), pp. 71-77; Torres (1989), pp. 891-894; Amigo (1991), pp. 212-215; Díaz Morlán (1998), pp. 182-183; Chapa (2002), pp. 124-125.
- 2 Archivo de Iberdrola, oficina de Bilbao (en adelante, AB), Consejo de Administración (en adelante, CA), 5/07/1918; Comité de Gerencia (en adelante, CG), 10/07/1918; Archivo Histórico de Iberdrola, Ricobayo (en adelante, AR), «Historia de Iberduero», pp. 19-25.
- 3 AR, caja 4.7: «Nota relativa a los Saltos del Due-ro», informe escrito por José Orbegoza en 1924.
- 4 AB, CA, 22/02/1919; CG, 5/05/1919, 21/05/1919 y 12/08/1919. Por otra parte, Saltos del Duero con-trató a Santiago Alba y Melquiades Álvarez como letrados para defenderse en las causas abiertas, en lo que era una práctica habitual entre los aboga-dos madrileños de renombre, que compatibili-zaban sus despachos profesionales con la políti-ca. AB, CG, 20/06/1919.
- 5 AB, CA, 22/02/1919; Díaz Morlán (2002), pp. 164-169.
- 6 AB, CA, 26/10/1920, 20/12/1920,
- 7 AR, caja 198; AB, CA, 27/08/1919, 23/05/1920 y 26/10/1920. En Portugal se definió la Solución Española como «o robo do Douro». Se basaba en la construcción de un canal paralelo al tramo inter-nacional que podría trasvasar el agua del Duero al Tormes y de éste al Huebra para restituirla a Portugal al final del tramo aprovechable. AR, «His-toria de Iberduero», p. 28.
- 8 AB, CA, 7/02/1922 y 25/02/1926.
- 9 AB, CA, 22/09/1922.
- 10 El Real Decreto de 23 de agosto de 1926 y el con-venio hispano-portugués de 9 de agosto de 1927, en AR, cajas 4 y 198. El primero, además, en AB, CA, 14/08/1926. La frase de Arteche, en AB, CA, 22/09/1926: «(Es) difícil, si no imposible, encon-trar aportadores nacionales sin rozar el proble-ma de la competencia». De hecho, las conversa-ciones con elementos destacados del Banco Urquijo y del Banco de Vizcaya ya tuvieron lugar antes del convenio con Portugal de 1927, como se recoge en las cartas que Orbegoza envió a Gua-dalhorce en fechas inmediatamente anteriores a su firma. AR, caja 198.
- 11 AB, CA, 2/09/1927 y 13/09/1928. Díaz Morlán (1998). El Consejo de Administración de Saltos del Duero lo compusieron los señores siguientes: presidente, Horacio Echevarrieta; primer vicepresidente, Julio Arteche Villabaso; segundo vicepresidente, Mr. Niel A. Weathers; vocales, Fernando Zubiría Urí-zar, José María Martínez de las Rivas y Richard-son, Pedro Icaza Aguirre (vizconde de Moreaga de Icaza), Rafael Ferrer Malzarraga, Vicente Machim-barrena Gogorza, José Orbegoza Goróstegui, Víc-tor Chávarri Anduiza (marqués de Triano), José Manuel Figueras Arizcun, José Joaquín Ampue-ro, Domingo Epalza López de Lerena, el marqués de Urquijo, Laureano Azpiazu Jausoro, Eugenio Grasset Echevarría, Mr. E. A. Baldwin, Guiller-mo Ventimiglia y Leo H. Targiani, marqués de Tar-giani; secretario, Benito Marco Gardoqui. AB, CA, 20/11/1928.
- 12 AB, CG, 29/04/1929.
- 13 Este rechazo fue más habitual hacia los ingenie-ros italianos —se les llegó a acusar de «entrar ava-sallando»— que hacia los americanos, como Billings o Crane, con quienes Orbegoza mantu-vo relaciones cordiales que le impulsaron a con-sultar muchas cuestiones técnicas de la obra. Los honorarios de algunos de ellos supusieron varios cientos de miles de pesetas, y sólo por los viajes hubo que pactar con Targiani un desembolso anual de 100.000 pesetas a partir de 1931. AB, CG, 7/11/1929, 16/07/1931 y 12/01/1932.
- 14 AB, CG, 7/11/1929 y 26/02/1930.
- 15 AR, caja 25, «Crítica del salto del Esla», marzo de 1941, firmado por Manuel Echanove.
- 16 Schröter (1990).
- 17 Maluquer (1987), p. 71; Tena (1988), p. 365; Hert-ner (1990), p. 210.
- 18 AB, CA, 28/03/1930.
- 19 AB, CA, 16/01/1931, 26/02/1931 y 27/04/1931; CG, 27/03/1931. Las turbinas, por su parte, fueron adju-dicadas a la Casa Voith, que a cambio consideró también una rebaja del precio. La relación entre pesetas corrientes y pesetas oro se ha calculado en 2,035 para 1931 a partir de Tena (1989), p. 343. En los años siguientes esta relación se situaría en torno a 2,4, lo que supuso para Duero una elevación del coste de más de 2 millones de pese-tas corrientes sólo para este pedido, cuyo pago se efectuó a plazos.
- 20 AB, CA, 29/04/1931.

- 21 AB, CA, 14/08/1941 y 27/11/1943.
- 22 AB, CA, 27/04/1931 y 14/04/1942.
- 23 AB, CA, 29/04/1929, 28/03/1930, 16/01/1931, 26/02/1931 y 27/04/1931.
- 24 AR, caja 168: «Datos y consideraciones referentes a adquisición de fincas en el estado actual». Informe sin nombre ni fecha.
- 25 AB, CA, 28/09/1931.
- 26 AR, «Historia de Iberduero», p. 48.
- 27 AB, CG, 26/02/1930.
- 28 AB, CG, 7/11/1929. Como cualquier otra gran empresa cuyo negocio dependía en buena medida de decisiones públicas, los consejeros de Saltos del Duero recurrieron asiduamente a sus influencias políticas para lograr sus objetivos. También contaron con agentes más o menos fijos, más o menos en nómina: al abogado madrileño José Bastos se le pagaron 6.000 pesetas todos los años por sus «gestiones», García Holgado realizó trabajos para la empresa en el Secretariado de Agricultura y Luis Capdevila fue elegido diputado por Salamanca con dinero de Horacio Echevarrieta para defender los intereses de Duero en el Parlamento. Díaz Morlán (1999), p. 233.
- 29 AR, caja 168: «Balance de cierre en el mes de agosto de 1938».
- 30 AR, caja 4.
- 31 AB, CG, 12/09/1929 y 28/12/1929.
- 32 AB, CG, 11/06/1930. Sobre las Confederaciones Hidrográficas puede verse el capítulo primero de Melgarejo (1988). Ricardo Rubio, entonces director de Saltos del Duero en Zamora, expuso sus negativas opiniones sobre la Confederación en un informe en el que argumentaba que estos nuevos organismos creados en España no eran instrumentos útiles por sufrir desde el principio un grave defecto en su definición: no podían servir para articular intereses pues las cuencas no constituían verdaderas unidades económicas, además de que la representación de tantos intereses como comarcas llevaba a la extensión desorbitada de los proyectos con el fin de contentar a todos los representados, de tal forma que se habían convertido en asambleas en manos de políticos caciquiles que sólo pensaban en satisfacer a sus respectivas clientelas. AR, caja 11: «Las Confederaciones hidrográficas. Objeciones al principio de la unidad económica de las cuencas».
- 33 AB, CG, 27/03/1931.
- 34 AR, caja 16.
- 35 AR, caja 16.
- 36 AB, CA, 14/12/1931, 7/03/1933 y 29/12/1933.
- 37 Aubanell (2002), pp. 6-7.
- 38 AB, CA, 28/09/1931.
- 39 AB, CG, 15/03/1932.
- 40 AB, CA, 28/09/1931; CG, 15/06/1931 y 25/06/1931.
- 41 AB, CA, 28/04/1934; Chapa (2002), pp. 136-137.
- 42 AR, «Historia de Iberduero», pp. 46-47. Existen varias fuentes en donde pueden consultarse los datos biográficos de Orbeagozo. Se ha empleado preferentemente la biografía redactada por Machimbarrena (1941).
- 43 AB, CA, 24/11/1935.
- 44 AB, CG, 24/03/1936, 3/06/1936 y 19/01/1939; Chapa (2002), p. 138.
- 45 AB, CA, 13/06/1942; Chapa (2002), p. 138.
- 46 AB, CA, 6/03/1941.
- 47 AR, caja 4: «Producción y distribución de electricidad en la región castellano-leonesa». Los autores de este informe calculaban, tanto para las empresas grandes como para las pequeñas, un dividendo medio anual de entre el 10 y el 15% sobre el capital desembolsado, incluso tras destinar a reservas una parte importante de los beneficios.
- 48 Inicialmente, los elementos de El Porvenir de Zamora intentaron negociar con Electricista Castellana la distribución en Valladolid de la energía producida por la primera. Al negarse, esos mismos elementos decidieron constituir EPV. La escritura de fusión se firmó el 29 de diciembre de 1907. Para todo lo relacionado con la Electricista Castellana, Amigo (1991), p. 204-212.
- 49 AR, caja 4: «Producción...»; caja 5: «La distribución eléctrica en la provincia de Zamora antes y después de la llegada de Saltos del Duero», informe firmado por el ingeniero de la compañía Ignacio Ugalde. Para todo lo relacionado con EPV, Amigo (1991).
- 50 AR, caja 4: «Producción...».
- 51 AR, «Historia de Iberduero», pp. 52-53.
- 52 AB, CG, 16/01/1929, 29/03/1929, 29/05/1929, 26/02/1930, 29/04/1930 y 13/03/1937.
- 53 AB, CG, 8/02/1929, 29/04/1929, 3/07/1929 y 7/03/1933. AB, CA, 20/07/1935.
- 54 AB, CG, 29/09/1930, 29/12/1930, 15/01/1935 y 6/06/1935.
- 55 La constitución de Electra de Burgos se acordó en la reunión del Consejo celebrada el 30 de abril

- de 1935, con un capital inicial de 2.500.000 ptas. completamente liberado a repartir a iguales partes entre Duero y EPV por sus aportaciones a la nueva sociedad. AB, CA, 30/04/1935.
- 56 AB, CG, 29/05/1929, 29/04/1930, 29/12/1930, 16/01/1931, 20/06/1933 y 6/06/1935.
- 57 AB, CG, 29/04/1930, 11/06/1930, 11/06/1930, 22/08/1930, 29/09/1930, 29/12/1930 y 13/05/1932.
- 58 AB, CG, 7/03/1933.
- 59 Una de las primeras medidas del Consejo reconstituido fue la de proceder a la depuración de personal, atendiendo a las normas establecidas por las autoridades franquistas. Esta depuración alcanzó incluso a un miembro histórico del Consejo, Domingo Epalza López de Lerena, cuya significación nacionalista «establec(i)a un serio motivo de incompatibilidad con los restantes compañeros», que aconsejaba apartarlo, a decir del presidente, Julio Arteche, «no obstante lamentarlo mucho por razones de índole personal». AB, CA, 10/07/1937.
- 60 AB, CG, 28/04/1938.
- 61 Sin duda, las destrucciones ocasionadas por la guerra fortalecieron la posición negociadora de Saltos del Duero, tal y como explicó el director general, Ricardo Rubio, en una reunión del Consejo. AB, CA, 30/09/1937.
- 62 AB, CA, 14/12/1938. AB, CG, 15/12/1937, 12/02/1938, 28/04/1938, 20/06/1938 y 05/12/1938.
- 63 Véase Díaz Morlán (1998).
- 64 AB, CG, 28/04/1938.
- 65 AB, CG, 28/07/1938. AB, CA, 15/12/1937. AR, caja 5: «La distribución eléctrica...».
- 66 AB, CG, 30/12/1941.
- 67 AB, CG, 18/06/1943. AR, caja 5: «La distribución eléctrica...».
- 68 AR, caja 5: «La distribución eléctrica...». El Porvenir de Zamora terminaría por disolverse en 1951.
- 69 AR, «Historia de Iberduero», p. 61.
- 70 AB, CG, 30/07/1937 y 12/02/1938. En los dos años anteriores la producción había sido de 81,2 y 36,3 millones de kWh., si bien Ricardo Rubio explicaba al Consejo que la comparación no era significativa porque los tres años, 1935, 1936 y 1937, eran anormales. Los ingresos fueron en 1935 y 1936 de 4,2 y 3,9 millones de pesetas respectivamente. AB, CA, 15/12/1937.
- 71 AB, CA, 28/12/1939.
- 72 AB, CA, 27/04/1942 y 28/04/1943. AR, caja 198, Prospección: «Saltos del Duero S.A., 1935-1943».
- 73 Hidroeléctrica Ibérica, en Antolín (1989); el mercado de Madrid, en Aubanell (1992); una visión de todo el sector eléctrico, en Antolín (1999).
- 74 Aubanell (1992).
- 75 Entre 1915 y 1935, la suma de los recursos propios de Hidroeléctrica Española, Cooperativa Electra de Madrid y Unión Eléctrica Madrileña había pasado de 76 millones de pesetas a 329,5, como consecuencia no sólo de sucesivas ampliaciones de capital sino de la reinversión de parte de los beneficios obtenidos en las dos décadas. Cayón (1997), p. 82.
- 76 AB, CA, 28/09/1931.
- 77 AB, CG, 29/04/1929 y 29/05/1929.
- 78 AB, CG, 3/07/1929.
- 79 AB, CA, 13/10/1932.
- 80 AB, CG, 28/12/1929, 26/02/1930, 11/06/1930 y 18/07/1930. Sobre la Yberian Electric Limited puede consultarse Segreto (1987), pp. 895-896. Targiani mencionó una petición del Gobierno portugués a la General Electric para que realizara un estudio completo que sirviera de base para el futuro sistema eléctrico del país vecino. Duero podría así beneficiarse de su alianza distribuidora con el grupo extranjero. Por otra parte, el traspaso de las acciones a la Yberian no fue bien visto por el resto de los socios de Duero, porque se llevaba a efecto en un momento en que arreciaban en el país las voces a favor de la nacionalización del capital de las empresas eléctricas. La Guerra Civil, la Segunda Guerra Mundial y la ruptura de la alianza italo-americana apagaron las voces del grupo extranjero en el Consejo de Administración y en el Comité de Gerencia hasta el punto de que era difícil saber con seguridad quiénes les representaban en estos órganos de decisión. Pero sí parece claro que a la altura de 1944, en el momento de la fusión, el grupo norteamericano original era el titular de las acciones.
- 81 AB, CG, 15/06/1931 y 25/06/1931.
- 82 Las diversas operaciones de introducción en los mercados, en AB, CG, 29/04/1930, 29/12/1930, 16/01/1931 y 30/11/1931; Orbeagozo, en AB, CA, 14/12/1931.
- 83 AB, CG, 15/03/1932.
- 84 AB, CG, 24/07/1933.
- 85 AB, CG, 21/08/1934. Las discusiones dentro del Consejo de Administración de Saltos del Duero acerca de la orientación que debían seguir las

negociaciones con el grupo hidroeléctrico se centraron principalmente en la pretensión del grupo extranjero, representado por Targiani, de crear algún tipo de órgano empresarial, a modo de *holding*, que centralizara todo el negocio de la distribución. Pero el resto del Consejo no vio con buenos ojos esta estrategia, porque sospechaba que en realidad estaba encaminada a que los intereses italo-americanos se hicieran con el control del mercado. Por otra parte, Orbegozo y otros consejeros españoles no dejaron de insistir en que era preciso acordar con el grupo hidroeléctrico las vías para potenciar el consumo a través de precios atractivos y de estudios del uso doméstico de la energía. AB, CA, 29/09/1933.

86 AR, caja 198: «Contrato de suministro de energía eléctrica y de prestación de servicios que celebran las sociedades Saltos del Duero, Unión Eléctrica Madrileña, Eléctrica de Castilla, Saltos del Alberche, Hidroeléctrica Española, Electra del Viesgo, Cooperativa Electra Madrid, Hidroeléctrica Ibérica, Cooperativa Eléctrica de Langreo y Energía e Industrias Aragonesas», formalizado en escritura pública ante notario el 1 de febrero de 1936. Eléctrica de Castilla y Saltos del Alberche eran filiales de Unión Eléctrica Madrileña, y Cooperativa Electra Madrid estaba controlada por Hidroeléctrica Ibérica. Para la Cooperativa Eléctrica de Langreo y Energía e Industrias Aragonesas se establecían unas cláusulas especiales relacionadas con sus zonas de distribución en lo que atañía a sus conexiones con Electra del Viesgo, la primera, e Hidroeléctrica Ibérica, la segunda.

87 En los escasos estudios que se han realizado hasta la fecha sobre la economía española durante la Guerra Civil —al menos, en los que yo he podido consultar— no se ha destacado suficientemente la importancia que tuvo el hecho de que el bando nacional pudiera contar con el suministro de la energía eléctrica procedente del Esla para abastecer a la industria vizcaína, energía de la que no pudo disponer el bando republicano mientras Bilbao estuvo bajo su control. Por regla general, se mantiene aún la idea de que la industria armamentística de Vizcaya alcanzó plena actividad a partir del verano de 1937 gracias a que los franquistas llevaron a cabo una mejor planificación de sus recursos. Véase por ejemplo Sánchez Asiaín (1999), p. 83.

88 AB, CG, 22/09/1938 y 19/01/1939.

89 AB, CG, 18/03/1940 y 15/06/1940.

90 AB, CG, 7/09/1940.

91 AB, CG, 7/09/1940.

92 AB, CG, 14/08/1941.

93 AB, CG, 8/06/1942 y 8/07/1942.

94 AR, caja 198, convenio firmado entre Hidroeléctrica Ibérica y Saltos del Duero el 31 de diciembre de 1942.

95 AB, CA, 16/01/1943.

96 AB, CG, 27/11/1943 y 21/02/1944.

97 AR, caja 198, convenio firmado entre Hidroeléctrica Española y Saltos del Duero el 24 de marzo de 1944, y convenio firmado entre Saltos del Duero y Unión Eléctrica Madrileña, Saltos del Alberche y Eléctrica de Castilla el 12 de mayo de 1944.

98 AB, CA, 22/10/1942; AB, CG, 3/10/1942.

99 AB, CA, 21/02/1944; AB, CG, 1/09/1943.

100 Chapa (2002), pp. 144-147.

101 Otras explicaciones posibles, basadas fundamentalmente en la falta de incentivos provocada por la congelación de las tarifas eléctricas ordenada por el Estado, pueden verse en Sudrià (1987), p. 334, Catalán (1995), pp. 257-264 y Barciela, López, Melgarejo y Miranda (2001), pp. 143-144. Este motivo ya fue indicado en su tiempo por el ingeniero del INI Ignacio Sirvent. Gómez Mendoza (2000b), p. 75.

102 AB, CG, 22/01/1940.

103 AB, CA, 28/04/1944. Resultaría difícil, por falta de datos disgregados —aunque se trataría de un ejercicio de indudable interés—, calcular el coste medio por kWh en barras de central, ya que los costes de explotación que ofrecen las fuentes engloban los de transporte y transformación. Sin embargo, una estimación grosera para los años posteriores a la Guerra Civil da como resultado un coste medio de explotación por kWh que no alcanza 0,01 pesetas por kWh, incluyendo transporte y transformación. Esta misma cifra, medida en barras de central, se consideraba habitual en otros países europeos en la década de 1920, y mejora en gran medida las 0,025 pesetas del «coste más favorable» obtenido en España para la misma década. Bartolomé (1995), p. 117. Aun tomando los datos con precaución —pues la fuente ni siquiera nos permite considerar el efecto *Joule*, esto es, la diferencia entre cantidad producida y cantidad consumida derivada de las pérdidas del

- transporte —, esta ventajosa comparación pone en evidencia las economías de escala logradas con el salto y la central del Esla. AB, CG y CA, varias fechas.
- 104 AR, Caja 4: «Producción...».
- 105 Bartolomé (1995), p. 127.
- 106 AB, CG, 6/10/1941; CA, 1/12/1941.
- 107 AB, CG, 7/12/1935, 3/06/1936 y 12/03/1938; CA, 15/12/1937.
- 108 Duero también se interesó en la fabricación de cemento fundido y la obtención de acero en hornos eléctricos, pero no parece que llegara a resultados concretos. AB, CA, 15/12/1934.
- 109 AB, CG, 14/08/1931, 11/02/1932 y 22/02/1932; CA, 12/07/1932.
- 110 Para estudiar la protección a la industria de abonos nitrogenados, el gobierno creó el 22 de noviembre la Comisión Mixta del Nitrógeno —en realidad, recuperó la idea del Directorio de Primo de Rivera—, de la que formaron parte las empresas interesadas y, entre ellas, Saltos del Duero. AB, CG, 14/11/1932, 1/12/1932, 15/12/1932, 19/01/1933 y 7/03/1933; CA, 13/10/1932, 7/03/1933, 29/04/1933 y 7/03/1933.
- 111 Es posible que la falta de noticias entre 1933 y 1935 se deba a las dudas sobre el negocio, pues los precios de los abonos nitrogenados en España cayeron en picado en esos años, debido en buena medida a unos derechos arancelarios ínfimos. Gómez Mendoza (2000a), p. 87.
- 112 AB, CG, 5/10/1935; CA, 24/11/1935.
- 113 Gómez Mendoza (2000a), pp. 87-89.
- 114 La declaración como industria de interés nacional data de febrero de 1940. Gómez Mendoza (2000a), p. 90.
- 115 Se constituyó con un capital social de 60 millones de pesetas, de los cuales sólo se comenzaría con un desembolso de 4, a partes iguales entre el Banco de Bilbao y Duero, que recibiría 1,5 de ellos por sus aportaciones al negocio. AB, CG, 18/03/1940; CA, 28/12/1939 y 27/03/1940. Paralelamente se procedió a disolver Seqhis.
- 116 Más tarde Montecatini exigió a Duero una indemnización de 4,8 millones de pesetas por los gastos y perjuicios que había sufrido hasta la ruptura del convenio, pues consideraba que Duero no había actuado con diligencia a la hora de obtener la aprobación de las autoridades españolas. El Consejo de Duero rechazó sus pretensiones y ni siquiera consintió en negociarlas mediante la comisión arbitral que proponía Montecatini. AB, CG, 15/06/1940 y 1/09/1943; CA, 17/07/1940.
- 117 AB, CG, 07/1941; CA, 14/08/1941. Curiosamente, el informe que emitieron esos técnicos tras su viaje a la I. G. Farbenindustrie en 1928 fue contrario a los procedimientos electrolíticos que NICAS pretendía implantar en Valladolid con la ayuda técnica de la misma empresa alemana. Gómez Mendoza (2000a), pp. 89-92. Y una curiosidad más: en 1942, esto es, después de la ruptura del acuerdo con Montecatini, esta empresa participó, sin problemas ni trabas ministeriales, en un proyecto de la Sociedad Ibérica del Nitrógeno, participada por el INI. Sin duda, las reglas del juego no fueron iguales para todos los jugadores. Aunque hay que decir que las cautelas del Ministerio de Industria con Montecatini estaban justificadas, porque finalmente la compañía italiana incumplió su contrato con la Ibérica del Nitrógeno a causa de la guerra. Gómez Mendoza (2000c), pp. 125-126.
- 118 AB, CG, 3/11/1941 y 1/12/1941; CA, 1/12/1941. Este dato indica de nuevo que Saltos del Duero obtuvo las economías de escala suficientes para rebajar la barrera mínima de los 7 céntimos por kWh que indicara Bartolomé, y que por consiguiente sí alteró el panorama de la oferta de energía eléctrica en España, permitiendo el menor precio del fluido su utilización para la industria de abonos nitrogenados en Valladolid, al cumplir con la condición de baratura que indicara Errandonea en 1935. Bartolomé (1995), pp. 122-123 y 130.
- 119 AB, CA, 2/03/1943 y 5/07/1944.
- 120 Gómez Mendoza (2000c), pp. 120, 125 y 130.
- 121 Evidencias del convencimiento que sentían los consejeros de Duero de la necesidad de alcanzar una solución definitiva se encuentran en AB, CA, 5/07/1944.
- 122 AR, caja 198: «Notas sobre la fusión Hidroeléctrica Ibérica-Saltos del Duero», fechado el 12 de julio de 1944.
- 123 *Ibidem*. Otras ventajas indicadas en el informe eran la eliminación de los impuestos que gravaban el suministro de energía de Duero a Hidroeléctrica, la disposición de saltos grandes y pequeños para ir escalonando su construcción según las necesidades del mercado, y por último, «todas las demás ventajas propias de la unión de concursos personales y económicos y la supresión de cuantos inconvenientes

- tiene el recelo mutuo, cuando no la lucha solapada, entre dos empresas que tienen que convivir dentro del mismo mercado y, por añadidura, tienen sus sedes en la misma plaza mercantil».
- 124 AB, CA, 5/07/1944; Banco de Bilbao (1957), pp. 314-316; Gómez Mendoza (2000b).
- 125 AB, CA, 5/07/1944. La frase pertenece al consejero Eugenio Grasset.
- 126 AR, caja 198: «Notas sobre la fusión Hidroeléctrica Ibérica-Saltos del Duero».
- 127 *La Gaceta del Norte*, 16 de septiembre de 1944.
- 128 Banco de Bilbao (1957), p. 318.

Bibliografía

- Amigo, P. (1991), «La industria eléctrica en Valladolid (1887-1930): características fundamentales», en B. Yun Casalilla (coord.), *Estudios sobre capitalismo agrario, crédito e industria en Castilla (siglos XIX y XX)*, Junta de Castilla y León, Valladolid, pp. 203-234.
- Antolín, F. (1989), «Hidroeléctrica Ibérica y la electrificación del País Vasco», en *Economía Pública*, (VI), n.º 5, pp. 107-130.
- Antolín, F. (1999), «Iniciativa privada y política pública en el desarrollo de la industria eléctrica en España. La hegemonía de la gestión privada, 1875-1950», en *Revista de Historia Económica*, año XVII, Primavera-verano, n.º 2, pp. 411-445.
- Aubanell, A. M. (1992), «La competencia en la distribución de electricidad en Madrid, 1890-1913», en *Revista de Historia Industrial*, n.º 2, pp. 143-171.
- Aubanell, A. M. (2002), «La gestión laboral en la empresa eléctrica del primer tercio del siglo XX», ponencia presentada en el Seminario de Historia Económica de la Fundación Duques de Soria, *La empresa española en el espejo de la empresa extranjera (1818-1936)*, 8-12 de julio de 2002.
- Banco de Bilbao (1957), *Un siglo en la vida del Banco de Bilbao*, Espasa Calpe, Bilbao.
- Barciela, C., López, I., Melgarejo, J., y Miranda, J. A. (2001), *La España de Franco (1939-1975)*. Economía, Síntesis, Madrid.
- Bartolomé, I. (1995), «Los límites de la hulla blanca en vísperas de la Guerra Civil: un ensayo de interpretación», en *Revista de Historia Industrial*, n.º 7, pp. 109-140.
- Catalán, J. (1995), *La economía española y la Segunda Guerra Mundial*, Ariel, Barcelona.
- Cayón, F. (1997), *Un análisis del sector eléctrico en Madrid a través de las empresas Hidroeléctrica Española, Electra Madrid y Unión Eléctrica Madrileña (1907-1936)*, Fundación Empresa Pública, Madrid, Doc. de Trab. n.º 9708.
- Chapa, Á. (2002), *Cien años de historia de Iberdrola. Los hechos*, Iberdrola, Madrid.
- Díaz Morlán, P. (1998), «El proceso de creación de Saltos del Duero (1917-1935)», en *Revista de Historia Industrial*, n.º 13, pp. 181-198.
- Díaz Morlán, P. (1999), *Horacio Echevarrieta (1870-1963). El capitalista republicano*, LID, Madrid.
- Díaz Morlán, P. (2002), *Los Ybarra. Una dinastía de empresarios (1801-2001)*, Marcial Pons, Madrid.
- Gómez Mendoza, A. (2000a), «El Plan del Nitrógeno», en A. Gómez Mendoza (ed.), *De mitos y milagros. El Instituto Nacional de Autarquía (1941-1963)*, Fundación Duques de Soria y Universitat de Barcelona, Barcelona, pp. 85-98.
- Gómez Mendoza, A. (2000b), «La tercera vía: entre la dictadura eléctrica y la autorregulación (1941-1944)», en A. Gómez Mendoza (ed.), *De mitos y milagros. El Instituto Nacional de Autarquía (1941-1963)*, Fundación Duques de Soria y Universitat de Barcelona, Barcelona, pp. 69-84.
- Gómez Mendoza, A. (2000c), «Un extraño maridaje: la Sociedad Ibérica del Nitrógeno y el INI (1942-1951)», en A. Gómez Mendoza (ed.), *De mitos y milagros. El Instituto Nacional de Autarquía (1941-1963)*, Fundación Duques de Soria y Universitat de Barcelona, Barcelona, pp. 117-134.
- Hertner, P. (1990), «Estrategias financieras y adaptación a los mercados exteriores: La industria electrotécnica alemana y sus actividades multinacionales de 1890 a 1939», en A. Teichova, M. Lévy-Leboyer y H. Nussbaum (comp.), *Empresas multinacionales, finanzas, mercados y gobiernos en el siglo XX. I. Perspectiva histórica de las empresas multinacionales*, Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, Madrid, pp. 197-213.

- Machimbarrena, V. (1941), *Orbegozo. Historia de un ingeniero*, edición única gratuita, Madrid.
- Maluquer de Motes, J. (1987), «De la crisis colonial a la guerra europea: veinte años de economía española», en J. Nadal, A. Carreras y C. Sudrià (eds.), *La economía española en el siglo XX. Una perspectiva histórica*, Ariel, Barcelona, pp. 62-104.
- Melgarejo, J. (1988), *La política hidráulica primorriverista. La Confederación Sindical Hidrográfica del Segura. ¿Modernización económica o consolidación de las clases dominantes del regadío?*, Colegio Oficial de Ingenieros Agrónomos de Murcia, Murcia.
- Sánchez Asiaín, J. A. (1999), *Economía y finanzas en la Guerra Civil española (1936-1939)*, Real Academia de la Historia, Madrid.
- Schröter, V. (1990), «Un factor típico de la estrategia alemana en el mercado internacional: Los acuerdos entre las industrias electrotécnicas alemana y norteamericana hasta 1939», en A. Teichova, M. Lévy-Leboyer y H. Nussbaum (comp.), *Empresas multinacionales, finanzas, mercados y gobiernos en el siglo XX. I. Perspectiva histórica de las empresas multinacionales*, Ministerio de Trabajo y Seguridad Social, Madrid, pp. 215-227.
- Segreto, L. (1987), «Le nuove strategie delle società finanziarie svizzere per l'industria elettrica (1919-1939)», en *Studi Storici*, 4.
- Sudrià, C. (1987), «Un factor determinante: la energía», en J. Nadal, A. Carreras y C. Sudrià (eds.), *La economía española en el siglo XX. Una perspectiva histórica*, Barcelona, pp. 313-363.
- Tena, A. (1988), «Importación, niveles de protección y producción de material eléctrico en España (1890-1935)», en *Revista de Historia Económica*, año VI, n.º 2, pp. 341-371.
- Tena, A. (1989), «Comercio exterior», en A. Carreras (coord.), *Estadísticas históricas de España, siglos XIX-XX*, Fundación Banco Exterior, Madrid, pp. 327-361.
- Torres, E. (1989), *Ramón de la Sota: Historia económica de un empresario (1857-1936)*, Universidad Complutense, Madrid, Tesis Doctoral, II tomos.



HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA: LOS DIFÍCILES AÑOS DE LA GUERRA CIVIL¹

Elena San Román López

PROFESORA TITULAR DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
UNIVERSIDAD COMPLUTENSE

INTRODUCCIÓN

A las puertas de la Guerra Civil, Hidroeléctrica Española aportaba un 14% de la energía eléctrica que se producía en España. Su capital nominal superaba los ciento ochenta y dos millones de pesetas, de los que había desembolsado más de un 94%². Contaba con tres grandes saltos en el río Júcar —Molinar, Cortes de Pallás y Millares— y uno en el río Cabriel, el de Villora. Este último salto, puesto en funcionamiento en 1914, se había mejorado con la construcción de los embalses del Bujoso y la Lastra y de la presa y central de Batanejos. El mercado de Hidrola se concentraba en dos zonas geográficas: el sureste español y la zona centro. El acuerdo firmado entre las principales entidades eléctricas en 1934 había otorgado a la empresa el sureste como una «zona exclusiva» formada por las provincias de Teruel, Castellón, Valencia, Alicante, Murcia, Almería, Cuenca y Albacete. Ese mismo acuerdo le obligaba a compartir con Unión Eléctrica Madrileña, Saltos del Alberche, Eléctrica de Castilla y Saltos del Duero la llamada «zona centro», que comprendía las provincias de Madrid, Toledo, Guadalajara y Ciudad Real³. En su zona exclusiva Hidrola podía ampliar su capacidad de producción siempre que la energía obtenida no saliera de allí, ni desplazara energía de terceros a los mercados compartidos con

Saltos del Duero. La empresa podía continuar transportando a Madrid energía de sus concesiones en funcionamiento y de cualquier ampliación en ellas, pero no le estaba permitido allegar a la capital energía generada en nuevas obras. De este modo, el convenio de 1934 había convertido a Hidroeléctrica Española en productora de electricidad en su zona exclusiva y en distribuidora de la energía de Saltos del Duero fuera de esa zona. Además Hidrola se comprometía a comprar un cupo de energía anual a Saltos que ascendía a 16.000.000 kWh anuales.

Cuando estalló la Guerra Civil presidía el Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española Fernando María de Ybarra y de la Revilla y el director gerente era Leandro de Pinedo y Sopelana. Como el inicio de la guerra coincidió con el verano, la mayoría del Consejo de Administración y de los directivos de Hidrola se encontraba fuera de Madrid. El único consejero que estaba y permaneció en la capital fue Alejandro González Heredia. Quedaron también en Madrid, entre otros, el director técnico de la empresa, Manuel Querejeta, el abogado secretario del Consejo, Ángel Luis de la Herrán, el entonces director administrativo, Emilio de Usaola e Ignacio de Pinedo y Angulo, hijo del director gerente, que regía por entonces la explotación de las centrales de la empresa⁴. En los compases iniciales del conflicto, el presidente de Hidroeléctrica Española, Fernando María de Ybarra, fue detenido junto a su hijo; Ignacio de Pinedo y Angulo fue expulsado de Hidrola al igual que otros cincuenta empleados y a Emilio de Usaola lo detuvieron en Madrid desde donde, tras un mes de estancia en la cárcel, marchó a París y desde allí a San Sebastián. En pocas semanas el efecto de la guerra sobre la empresa mostraba su lado más devastador y la dejaba, además de descabezada, claramente dividida: sus activos permanecían en la España leal a la República y su Consejo de Administración, así como la mayoría de sus directivos, estaban o se incorporaron a la España de Franco.

Las próximas páginas analizan la trayectoria de Hidroeléctrica Española en aquellos difíciles años. En el apartado primero se repasa el marco jurídico creado por las autoridades de la República para la ordenación del sector eléctrico y sus modificaciones a lo largo de la guerra. El segundo describe la organización de la empresa en Madrid y su evolución, al hilo de los cambios legislativos y políticos. En el tercero se abordan los principales problemas que afrontó Hidrola y por último, en el cuarto, se recogen algunas pinceladas de la actuación del Consejo desde San Sebastián. El texto se cierra con unas conclusiones a la vista de lo expuesto.

En agosto de 1936 el Gobierno de la República publicó un decreto de regulación de las empresas eléctricas y constitución de sus consejos de administración⁵. Los nuevos Consejos estarían compuestos por tres consejeros delegados del Estado, un representante del personal técnico y administrativo y un representante del personal obrero. De los tres consejeros delegados, uno actuaría como interventor del Gobierno, y tendría potestad de suspender los acuerdos adoptados en el Consejo⁶. El decreto establecía también la incompatibilidad del cargo de consejero con la pertenencia al Consejo de Administración de cualquier otra entidad mercantil o industrial y cesaba automáticamente a los consejeros que no se hubieran presentado al Consejo o no hubieran justificado debidamente su ausencia. La nueva norma respetaba la naturaleza jurídica de las empresas y creaba un organismo centralizador de la actividad eléctrica: el Consejo General de Electricidad⁷. Esta institución, que contaba con representación de todas las empresas eléctricas, sería la encargada de redactar el anteproyecto de ordenación definitiva del sector.

Las empresas eléctricas se vieron afectadas por un decreto y una orden promulgados en febrero y marzo de 1937 que permitían la intervención del Ministerio de Industria en las empresas industriales bajo determinadas circunstancias⁸. Estas disposiciones ampliaban la tutela del Estado sobre las empresas regulando dos situaciones de hecho que se dieron desde el principio de la guerra: la intervención y la incautación de empresas. Nacieron así como figuras jurídicas la empresa intervenida y la empresa incautada. En el primer caso, la dirección y responsabilidad económica continuaban a cargo del empresario y el Estado se reservaba la fiscalización de su actividad a través del delegado interventor. En el segundo caso, la responsabilidad económica pasaba a manos de los órganos de gestión representantes del Estado. Tanto la intervención como la incautación podían ser parciales, si afectaban sólo a determinadas materias o productos, o totales, que afectaban a la empresa como tal. La legislación establecía además la creación de un Comité de Control Obrero constituido de forma paritaria por obreros y empleados de la propia industria pertenecientes a las centrales sindicales UGT y CNT. En el caso de las empresas intervenidas, la función del comité de control se limitaría a la inspección de la actividad industrial y la formulación de sugerencias de mejora. En las empresas incautadas, el Comité de Control asumía todas las actividades de administración de la industria propias del Consejo de Administración de una sociedad anónima, bajo la dirección del delegado interventor⁹.

Todas las empresas eléctricas habían sido intervenidas en la práctica por el decreto de agosto de 1936 y algunas de ellas recibieron el reconocimiento oficial de intervención o incautación tras promulgarse los decretos de febrero y marzo de 1937. Para coordinar

lo que en realidad era una intervención general se hizo necesaria la creación de comisiones regionales, dependientes del Ministerio de Hacienda y Economía, que se encargaran de las empresas de su zona. La Comisión Interventora de Servicios Eléctricos de Madrid fue constituida en octubre de 1937¹⁰. La orden que le dio origen pone en evidencia que el sistema centralizado de control hasta entonces vigente, ejercido a través de la figura del interventor del Gobierno, no había logrado una acción coordinada entre las distintas empresas eléctricas y entre las distintas regiones leales a la República. La nueva comisión madrileña, que suponía el cese de los, hasta entonces, interventores del Gobierno, debía encargarse de diseñar la intervención del Estado y proponer el modo de llevarla a cabo, tratando de lograr «una mayor unidad de criterio»¹¹. También en Valencia se creó, ya en el año 1938, una comisión homóloga a la madrileña que debía tratar directamente con ella cuantos asuntos se refirieran a empresas, como Hidro-la, cuyo domicilio social estuviera en la capital y sus actividades se desarrollaran en el Levante¹². La descentralización del control de las eléctricas se convirtió, de este modo, en el último intento de organizar el sector desde la administración civil, aunque fuera de modo local.

El desmoronamiento de la República, la falta de unidad que latió desde el origen de su derrota, tuvo fiel reflejo en el terreno eléctrico¹³. La inoperancia de los organismos reguladores ante unas empresas tomadas, en muchas ocasiones, por los comités de control y no siempre dispuestas a la colaboración con las autoridades centrales y regionales hicieron que el Ministerio de Defensa terminara haciéndose cargo del sector eléctrico. De este modo se hizo público, en abril de 1938, un decreto creando el Comisariado General de Electricidad¹⁴. El comisario era, en realidad, un delegado del ministro con potestad para intervenir, inspeccionar y asegurar el rendimiento del sector eléctrico. En este sentido se le otorgaba como competencia exclusiva todo lo relativo a producción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica. El decreto supuso la militarización de las empresas y de todo el personal que prestaba servicios en ellas, aunque no produjo cambios en su naturaleza jurídica: las sociedades anónimas continuaron siéndolo. Al menos en teoría, la nueva norma cesaba en sus actuaciones a todos los organismos o entidades que hasta entonces habían realizado la intervención en las empresas eléctricas. Sabemos, sin embargo, que las comisiones interventoras regionales, dependientes del Ministerio de Hacienda y Economía siguieron existiendo hasta el final de la guerra, aunque es difícil precisar qué función desempeñaron con los establecimientos eléctricos ya militarizados¹⁵.

El complejo y cambiante marco jurídico descrito sumió al sector eléctrico en una situación de notable caos. En Hidroeléctrica Española los cambios legales trajeron además toda suerte de enfrentamientos en el seno del Consejo de Administración. Como pone de manifiesto el próximo apartado, se hizo cierta una afirmación de la prensa, de

mayo de 1937, asegurando que la responsabilidad de la derrota republicana no recaería en la política de no intervención británica sino en el comportamiento de los españoles: «padecemos una enfermedad que se podría calificar de miseria moral de España y que acabará con la misma España: esta enfermedad es la lucha intestina»¹⁶.

2 LA EMPRESA SIN SUS EMPRESARIOS

El Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española se reorganizó a finales de agosto de 1936 siguiendo los dictados del decreto publicado quince días antes¹⁷. Se incorporaron al Consejo tres representantes del Estado: Gonzalo Gil Torres, de la Agrupación Socialista Madrileña y miembro de la UGT, Miguel Rodríguez Matilla, que pertenecía a las milicias de Izquierda Republicana y un abogado de Unión Republicana llamado José Onrubia Mendoza. Como representante del personal técnico administrativo se incorporó José Carmelo Monreal del Horno, y como representante del personal obrero Lino Pérez Pastor, también afiliado a la UGT¹⁸. El cargo de consejero interventor del Estado recayó en Gonzalo Gil Torres, que fue además nombrado presidente de la empresa por votación del resto de consejeros. Gil Torres, empleado de Hidrola antes del inicio de la guerra, había formado parte del Comité Provisional de Intervención de Industrias. Este organismo se había creado en los compases iniciales del conflicto para regular la actividad industrial y redactar, entre otros documentos, el decreto de regulación de las empresas eléctricas de agosto de 1936¹⁹.

A lo largo de la guerra se produjeron varias remodelaciones del Consejo. Cesó uno de los consejeros delegados del Estado, el representante del personal obrero fue relevado en tres ocasiones y en una lo fue el representante técnico administrativo²⁰. Sin duda los cambios más importantes en el Consejo fueron los del presidente, el director técnico y el secretario general. Estos dos últimos se produjeron en junio de 1937 a raíz de la detención de Manuel Querejeta y Ángel Luis de la Herrán, detención que resultó traumática ya que Querejeta, como director técnico, era quien llevaba hasta entonces el peso del día a día de la empresa²¹. Respecto al presidente, su relevo se produjo a finales de aquel mismo año. Las causas se analizan con detalle más adelante.

Tres fueron las principales cuestiones que afectaron al funcionamiento de este cambiante Consejo de Administración y terminaron por convertirlo en un inoperante campo de batalla entre sus componentes: la insistente defensa de los derechos de los accionistas que asumió Alejandro González Heredia, la conflictiva figura del Delegado Interventor y el comportamiento del comité de control.

El decreto de agosto de 1936 dejó en el aire cuestiones importantes como el papel de los consejeros representantes del capital o el número máximo de vocales que podía tener el Consejo. Por su parte, los estatutos de Hidroeléctrica Española exigían un número mínimo de doce consejeros que no se alcanzaba con la reestructuración del Consejo: a los cinco nuevos se sumaba Alejandro González Heredia como único consejero previo en situación reglamentaria. Desde el inicio de la gestión del nuevo Consejo, se hizo patente el deseo de González Heredia de ampliar el número de consejeros incorporando otros representantes de los accionistas que pudieran reforzar su posición²². Al principio logró la aquiescencia del presidente Gil Torres para incorporar interinamente a José Sánchez Vilchez, hasta que pudiera ratificarse su nombramiento en la Junta General Ordinaria, según mandaban los estatutos²³. El presidente apoyó la incorporación alegando que el espíritu del citado decreto de 1936 aspiraba a alcanzar en los Consejos paridad de representantes del Estado, del trabajo y del capital. Sin embargo, tras esta primera concesión, Gil Torres retrasó cuanto pudo nuevas incorporaciones. La Junta General Ordinaria de accionistas, celebrada en abril de 1937, no sólo ratificó el nombramiento de Sánchez Vilchez sino que acordó aumentar el número de representantes de los accionistas en el Consejo. González Heredia tuvo que insistir varias veces hasta lograr que se hiciera valer lo decidido por la junta. Gil Torres defendió la tardanza en acceder alegando, en una ocasión, que se trataba de una cuestión política de poca importancia, y en otra, que era mejor esperar el resultado de las elecciones que debían designar a los representantes del trabajo. Finalmente, en septiembre de 1937, se incorporó como nuevo consejero del capital Enrique Arbell Veciana, en representación de las acciones del Banco de Vizcaya²⁴. Después de esta incorporación no se produjo ninguna otra, aunque los consejeros accionistas continuaron pidiéndolo. La necesidad de mantener equilibrado el Consejo, sin que los accionistas fueran mayoría, se convirtió en la razón fundamental y abiertamente reconocida, para denegar nuevas ampliaciones²⁵.

El pulso entre González Heredia y el resto de los consejeros no-accionistas afectó a otras muchas cuestiones. Cabría señalar, por ejemplo, su decisiva intervención para que hubiera representantes de los accionistas en la Comisión Ejecutiva de la empresa, creada en noviembre de 1937 y a la que él mismo se incorporó. Otro tema en el que su presencia se hizo notar, aunque sin éxito, fue la defensa del pago de intereses a los accionistas²⁶. La cuestión se discutió en la redacción de las dos memorias anuales, 1936 y 1937, que debían llevarse a las respectivas Juntas Generales ordinarias. En ambas ocasiones se decidió repartir un beneficio nunca superior al 5,5%. La cifra era baja si se tiene en cuenta que en los años anteriores se había alcanzado frecuentemente el 10%. En las discusiones se puso de manifiesto el miedo de algunos consejeros ante

la reacción de las autoridades políticas y de la opinión pública si se repartía un dividendo superior.

En enero de 1938 todavía no se había abonado el dividendo correspondiente al ejercicio de 1936, a pesar de que la situación de tesorería de la empresa podía asumirlo y de que los obligacionistas habían percibido sus intereses. González Heredia defendió el pago puesto que, en el caso de los intereses de 1936, la junta lo había ratificado y el incumplimiento afectaba especialmente a los pequeños accionistas, obreros en su mayoría, y únicos presentes en la España de la República. Aunque logró que el presidente le apoyara, el reparto de dividendos quedó pendiente de una consulta a la Comisión Interventora de Servicios Eléctricos, cuya respuesta nunca llegó²⁷.

La tenacidad de González Heredia, que traslucía una defensa explícita y permanente de los intereses de los accionistas en cuantos temas se trataban, le convirtió en una persona *non grata* para el delegado interventor y presidente de la empresa, Gonzalo Gil Torres. Ello explica el intento de expulsión del Consejo a que tuvo que enfrentarse en diciembre de 1937. Para entonces, la detención de Querejeta y de la Herrán, le habían convertido en el único superviviente del antiguo Consejo. El presidente tomó como pretexto una supuesta inversión no justificada del anterior Consejo de Administración, hecha antes del inicio de la Guerra Civil, para presentar una denuncia en la Comisaría de la Dirección General de Seguridad. Gil Torres reunió a continuación a la Comisión Ejecutiva en sesión extraordinaria y propuso la suspensión de Alejandro González Heredia como único miembro del antiguo Consejo y, por ello, único responsable presente de la irregularidad denunciada²⁸. Es interesante resaltar que Gil Torres llevó el asunto de la suspensión a la ejecutiva y no al Consejo, es decir, buscó un foro más pequeño en el que contaba con todos los apoyos. También conviene recordar que Gil Torres conocía el asunto de la inversión desde hacía meses pero no lo utilizó hasta el momento en que las tensiones con González Heredia alcanzaron un tono más elevado de lo que el presidente estaba dispuesto a soportar.

Doce días después de la suspensión, tras celebrarse varias sesiones del Consejo a las que no asistió González Heredia, este consejero hizo llegar una carta a los demás, en la que declaraba la ilegalidad de lo sucedido y manifestaba su deseo de continuar asistiendo a las reuniones del Consejo y de la Comisión Ejecutiva²⁹. Los argumentos a su favor eran inapelables: en primer lugar, la orden de suspensión se había tomado en una sesión de la Comisión Ejecutiva e iba firmada por el presidente-interventor de la empresa. La legislación vigente no otorgaba autoridad al interventor para tomar decisiones de esa clase, ni tampoco era la Comisión Ejecutiva quien podía hacerlo, ya que la separación de los individuos del Consejo Administración era potestad exclusiva de la Junta General de Accionistas. En segundo lugar, González Heredia no había sido convocado, como miembro de la Comisión Ejecutiva, a la reunión

que había decretado su separación. Para colmo de males, la comisión se había reunido el tres de diciembre y doce horas después se le comunicó la separación como consejero, lo cual evidenciaba que la decisión de la ejecutiva no había sido refrendada por el Consejo. En tercer lugar, se le desposeía del cargo al imputarle una responsabilidad jurídica que ningún juez había demostrado. El cúmulo de irregularidades expuestas por González Heredia forzó su inmediata readmisión con el voto a favor de todos los consejeros salvo el de Rodríguez Matilla, uno de los consejeros del Estado, que continuó siendo partidario de la suspensión hasta la definitiva resolución judicial. Es importante señalar que el reingreso de González Heredia se produjo cuando Gil Torres acababa de abandonar la presidencia de Hidroeléctrica Española y en una reunión del Consejo de Administración a la que ni siquiera asistió.

Después de su vuelta al Consejo, González Heredia continuó con su labor de defensa de los accionistas. Las dificultades y la soledad a que hubo de enfrentarse minaron su salud y falleció poco después del final de la Guerra Civil³⁰.

2.2 EL DELEGADO INTERVENTOR Y PRESIDENTE

Gonzalo Gil Torres se incorporó al Consejo de Hidroeléctrica Española asumiendo tres cargos de forma simultánea: delegado del Estado, interventor y presidente del Consejo de Administración. Su actitud ejecutiva se puso de manifiesto desde las primeras reuniones del nuevo Consejo y le granjeó la enemistad de la mayoría de los consejeros, con Alejandro González Heredia al frente de los opositores. Gil Torres, como interventor, realizaba numerosos viajes de inspección, acudía a reuniones del Ministerio y se ocupaba también de cuestiones políticas al margen de Hidroeléctrica Española. Sus ausencias llegaron a dificultar las reuniones del Consejo e incluso la propia gestión de la empresa, que precisaba su firma y su aprobación para la mayoría de las cuestiones.

La falta de apoyos de Gil Torres en el Consejo se puso de manifiesto poco más de un año después de su nombramiento como presidente. Por una parte, en el propio Consejo empezó a cuestionarse la legalidad de su designación cuando se reformó la legislación industrial, en marzo de 1937, y las nuevas normas establecieron la incompatibilidad entre el cargo de interventor y cualquier otro cargo, retribuido o no, en la misma empresa³¹. Por otro lado, a finales de octubre de 1937 se celebraron elecciones en Hidrola para elegir a los representantes del personal en el Consejo de Administración puesto que, hasta ese momento, los nombrados habían sido elegidos sólo por el personal de la factoría de Madrid³². Como el cargo de presidente era electivo entre los consejeros, el relevo de representantes del personal en el Consejo dejaba al

presidente en situación de clara debilidad, al no formar parte del Consejo quienes le habían nombrado.

Gil Torres presentó la dimisión en noviembre de 1937 y en diciembre se eligió como nuevo presidente de Hidroeléctrica Española a Enrique Royo Resel, representante del personal técnico administrativo³³. Lejos de apaciguar los ánimos, el cese de Gil Torres abrió la caja de los truenos en el Consejo de administración de la empresa. En la misma sesión de su cese, Gil Torres presentó al Consejo una lista de exigencias en calidad de Interventor entre las que se contaban, entre otras y como reproches encubiertos, la petición de libertad para poder controlar la marcha de la empresa o la suspensión del nuevo presidente como subdelegado de la intervención, para evitar que incurriera también en incompatibilidad. El conflicto alcanzó máxima tensión cuando, a los tres días de exponer sus exigencias, el interventor manifestó su deseo de visitar las dependencias de Hidroeléctrica Española en Valencia para inspeccionarlas.

La visita al Levante sacaba a la luz el problema de fondo de todas las discusiones entre el ex presidente interventor y el Consejo: las competencias del delegado interventor del Gobierno no habían sido nunca bien definidas en la legislación y aún quedaron más desdibujadas con la creación de las Comisiones Regionales de Servicios Eléctricos. Cuando Gil Torres planteó su viaje a Valencia ya existía la Comisión de Servicios Eléctricos de Madrid y estaba a punto de crearse la del Levante. Es cierto que la comisión madrileña aún no había nombrado interventor, y por ello Gil Torres continuaba ejerciendo como tal, pero a ojos de los demás consejeros sus días parecían contados. En el caso de Levante las cosas no estaban mejor para el interventor. Las ejecutivas sindicales de Valencia y Castellón y de los partidos comunista y socialista acababan de reunirse para nombrar a sus representantes en la comisión regional de Levante, aunque faltaban unos días para que se constituyera. Enrique Royo, informado de esta reunión, se vio en la necesidad de advertir a Gil Torres de que su visita, si se realizaba, podía entenderse como un desafío a la creación de la comisión regional levantina, y que podían incluso prohibirle físicamente la entrada a las dependencias de la empresa. Gil Torres se defendió cuanto pudo, recordando que el propio subsecretario de Hacienda le había asegurado que no debía cesar en su cargo de interventor hasta que la comisión levantina no estuviera, no sólo nombrada, sino con su estructura bien definida.

No sabemos si Gil Torres inspeccionó finalmente las dependencias valencianas de Hidroeléctrica Española, aunque sí ha quedado constancia de su ausencia de la capital en un viaje que le llevó hasta Barcelona, donde entregó al subsecretario de Economía su dimisión como interventor en Hidrola. De este modo, el conflictivo interventor terminó asumiendo únicamente las funciones de consejero delegado del Estado. El presidente, Enrique Royo, se entrevistó con la Comisión de Servicios Eléctricos de Madrid y logró que se incorporara a las reuniones del Consejo el presidente de esta comisión, Silvio

Rahola, hasta que se nombrara un nuevo interventor. Ni la presencia de Rahola ni el nombramiento del nuevo interventor acalló la permanente oposición de Gil Torres a cuanto hacían el presidente y el Consejo: en todas las reuniones a que acudió continuó cuestionando la legalidad de los asistentes y de los acuerdos adoptados. Su actitud fue un auténtico obstáculo para el desenvolvimiento de la empresa, y los propios consejeros le acusaron de politizar el Consejo y de paralizar con legalismos su actuación³⁴. Únicamente encontró apoyó, y no en todas las ocasiones, en otro de los consejeros del Estado, Miguel Rodríguez Matilla.

Desde sus primeras intervenciones en el Consejo de Administración, Gonzalo Gil Torres asumió y desplegó una pléyade de competencias que el resto de los consejeros consideraron excesivas. Quizá en su origen, cuando aunaba los cargos de presidente, interventor y consejero delegado del Estado, no lo eran, pero Gil Torres no supo adaptarse a los cambios, ni quiso aceptar la limitación de funciones que le imponía la legalidad cambiante y la propia realidad de la empresa. Tampoco su actitud, excesivamente rigorista, le facilitó sus relaciones con el resto de los consejeros. El caso de González Heredia no fue el único en el que se mostró en contra de una readmisión de personal defendida por otros miembros del Consejo. No se debe olvidar que el Consejo de Administración estuvo, durante el curso de la guerra, formado por trabajadores que, a pesar de las diferencias políticas y de las tensiones, tendieron con más facilidad a una política de olvido y normalización de la vida laboral que a la aplicación de sanciones y expulsiones³⁵. Por ello, la figura de Gil Torres se hizo especialmente antipática en el seno del Consejo y no logró el consenso necesario para mantener la presidencia más allá de un año.

2.3 EL COMITÉ DE CONTROL

Hidroeléctrica Española formó su primer Comité de Control en mayo de 1937 y lo reestructuró en noviembre de aquel mismo año³⁶. La reestructuración fue más una cuestión formal que real, ya que el comité contó siempre con siete miembros que apenas cambiaron³⁷. La mayoría de ellos pertenecían a la UGT y sus funciones, en el caso de Hidrola, debían limitarse a la inspección de la actividad industrial y a la presentación de sugerencias. De las dos tareas asignadas, el Comité de Hidrola se dedicó con especial afán a la segunda y, en realidad, se convirtió en una activa oficina puente entre los trabajadores y el Consejo, diseñada para hacer llegar todo tipo de peticiones y quejas.

La gran mayoría de las cuestiones que el comité llevó al Consejo estaban muy poco relacionadas con las tareas que resuelve habitualmente un Consejo de Administración

y, por el contrario, muy relacionadas con la anómala situación creada por la guerra: el amplio abanico abarcó, desde instancias pidiendo aumentos de sueldo, a sugerencias para hacer mejoras en las viviendas de los obreros, permitir la crianza de gallinas, propuestas para establecer turnos de trabajo, petición de rebaja de sanciones a obreros o su contrario, protestas por aumentar el sueldo a determinadas centrales y un larguísimo etcétera. Los temas casi nunca se presentaron en el Consejo con carácter de exigencia y sólo en ocasiones aisladas la actuación del comité se extralimitó al intentar imponer sus reivindicaciones. En estos casos el Consejo no tuvo problema en hacer ver al comité sus excesos y en ningún caso cedió a sus pretensiones. En este sentido cabría citar dos ejemplos: el intento de imponer el cambio de un consejero representante del personal obrero y la pretensión de que los consejeros comunicaran al comité sus viajes para que les acompañara uno de sus miembros. Ambas demandas fueron desechadas y se hizo saber al comité, en términos claros y duros, que se lamentaba su actitud en el asunto del consejero y que sus competencias no eran ejecutivas, sino inspectoras, por lo que su presencia en los viajes quedaba fuera de lugar³⁸.

A pesar de que el comité de Hidrola no jugó nunca el papel que desempeñaron los comités de otras empresas, sobre todo las incautadas, se hizo patente un *in crescendo* de su presencia en el Consejo de Administración, tanto por el número de propuestas, cada vez más numerosas, como por el tono con que las hizo llegar³⁹. En conjunto puede decirse que el mayor problema de su actuación fue la abundancia de cuestiones, muchas de ellas de poca trascendencia, con que saturó las sesiones del Consejo.

3 EL FUNCIONAMIENTO DE LA EMPRESA

Malefakis ha señalado que no se produjo en España un grave deterioro de capital físico a consecuencia de la Guerra Civil⁴⁰. El caso de Hidroeléctrica Española corrobora esta afirmación. En la Memoria de 1939, se reconoció que los daños materiales se restringían a la central de Castellón, volada poco antes de que las tropas de Franco tomaran la ciudad, y a la destrucción de bastantes líneas secundarias próximas a los frentes de guerra, especialmente en Madrid y Levante⁴¹. También fueron moderados los daños producidos en las empresas filiales⁴². Otro problema, de mayor entidad, fue la dificultad de realizar las obras de mantenimiento y mejora que requerían las instalaciones. González Heredia encomendó al director técnico, Manuel Querejeta, la elaboración de un plan de mantenimiento que evitara en lo posible el deterioro de las centrales⁴³. Se creó, para ponerlo en marcha, una brigada de operarios que se desplazaron

por los distintos saltos. Especial atención recibió el de Vállora cuya proximidad a Madrid podía convertirlo, llegado el caso, en el único abastecimiento eléctrico de la capital. El plan fue aprobado por el Consejo y desarrollado durante los años de guerra y encontró su auténtica piedra de toque en la escasez de materiales y en las dificultades para importarlos. A pesar de ello tampoco las averías fueron de grave consideración: se produjeron desperfectos notables, en 1936, por una gran avenida de los ríos Cabriel y Guadazaón y se quemó, en 1937 y 1938, el inducido de dos generadores de Millares. En el caso de los generadores resultó imposible importar el bobinado del inducido desde los Estados Unidos, lo cual obligó a tenerlos parados hasta el final de la guerra.

La relativa normalidad en el funcionamiento de las instalaciones explica el mantenimiento de la producción en niveles no muy lejanos a los de 1935, con un año incluso por encima del nivel de preguerra, como muestra la tabla 1. En este sentido cabe recordar que la escasez de carbón, aceites pesados y gasolina durante la Guerra Civil, convirtieron a la electricidad en la principal fuente de energía⁴⁴.

A pesar de la guerra, el mercado continuó funcionando, lo cual constituye, en sí mismo, un hecho llamativo. Es frecuente que, en tales circunstancias, los gobiernos interrumpan toda libertad de comercio y que nacionalicen los sectores estratégicos. Evidentemente las cosas cambiaron entre 1936 y 1939, y se produjeron notables distorsiones en el mercado, pero se mantuvieron lejos de los extremos que acabo de indicar.

El convenio que habían firmado las empresas eléctricas en 1934 fue suspendido en julio de 1936, por razones obvias, y se paralizaron todos los planes de desarrollo del mercado que tenía previstos la empresa. Sin embargo, Hidroeléctrica Española siguió alentando durante la guerra los acuerdos de entendimiento entre empresas eléctricas que permitieran repartir clientes y evitar, en lo posible, el descenso de los precios. De este modo, en abril de 1937 el Consejo se felicitaba por el convenio que la filial Electra de Levante había establecido con sus competidoras, Electra del Cabriel y Electra del Pajazo, para normalizar las tarifas e impedir la competencia entre ellas⁴⁵. Del mismo modo, la empresa siguió empleando dureza con sus rivales cuando la situación lo precisaba. El Consejo no tuvo problema, por ello, en denegar la petición de compra de electricidad que presentaron Unión Eléctrica Madrileña, y otras empresas del Levante, «ya que tratándose de una empresa competidora no ha lugar facilitarle más energía de la imprescindible»⁴⁶.

Los dos problemas principales que obstaculizaron el funcionamiento del mercado durante la guerra fueron el fraude eléctrico y los impagados. Respecto al primer asunto, es poco lo que se conoce, aunque las Memorias y las Actas lo identificaron como uno de los mayores inconvenientes para el desarrollo de la empresa y reconocieron que los empleados fueron los primeros en suprimir los contadores de sus casas. En cuanto a la segunda cuestión, el índice de morosidad se disparó, provocando un problema creciente

TABLA 1 La producción de Hidroeléctrica Española en la Guerra Civil

| AÑO | PRODUCCIÓN (EN KWH) | DIFERENCIA DE PRODUCCIÓN RESPECTO AL AÑO ANTERIOR | DIFERENCIA DE PRODUCCIÓN RESPECTO A 1935 (EN %) |
|------|------------------------|---|---|
| 1935 | 463.929.287 | | |
| 1936 | 399.337.011 | -64.592.276 | -14,0 |
| 1937 | 441.460.684 | 42.123.673 | - 4,9 |
| 1938 | 551.204.268 | 109.743.584 | 19,0 |
| 1939 | 446.839.555 | -104.364.713 | -3,7 |

Fuente: *Memorias de la empresa*, años 1936-1939.

de Tesorería⁴⁷. Ya en julio de 1937 la falta de liquidez obligó a solicitar al Ministerio de Hacienda una demora para hacer frente al pago de los intereses de las obligaciones. Esa misma falta de liquidez fue también argumento de peso en el impago de dividendos a los accionistas, aunque ya se ha recordado que, en este caso, había otros argumentos de mayor trascendencia como la oportunidad política⁴⁸.

Existieron tres tipos básicos de deudores cuyo comportamiento repasaré brevemente: las filiales de Hidrola, sus clientes industriales, y los institucionales.

Algunas empresas filiales, como Cooperativa Electra Madrid, aquejadas por la misma falta de liquidez que acuciaba a Hidrola, lograron una rebaja en el mínimo mensual de las facturas pendientes con su empresa madre⁴⁹. Cabe recordar que la propia Hidroeléctrica Española, distribuidora también de energía ajena, solicitó ese mismo tipo de revisión a sus proveedores⁵⁰. Mayores problemas crearon filiales como Unión Eléctrica de Cartagena, Volta o la sociedad Electra Valenciana. Las tres distribuidoras debían importantes sumas a Hidroeléctrica Española pero, en los tres casos, el problema para Hidrola iba más allá del cobro de sus deudas ya que había perdido todo control sobre unas sociedades de las que era propietaria⁵¹.

En los compases iniciales de la guerra, el personal de Cartagena y el de Electra Valenciana había incautado sus empresas, nombrándose en ambas Comités de Control que se resistían a someterse a ninguna voz procedente de Madrid. En el caso de Cartagena la situación tomó tal cariz que el Consejo de Hidrola, perdida toda esperanza de hacer valer sus derechos en esta empresa, decidió suministrar directamente a los clientes que pudiera, saltándose la intermediación de su filial. En el caso de Electra Valenciana, el Consejo solicitó que se decretara la intervención provisional oficial de Hidroeléctrica Española según lo establecido en la legislación de marzo de 1937. Si se lograba este reconocimiento, el interventor sería el mismo que actuaba en la empresa matriz y ya no

habría necesidad de reclamar continuamente los fondos debidos, puesto que dispondrían de la totalidad de sus ingresos⁵².

La sociedad Volta no había llegado a la incautación pero también se creó en ella una situación confusa y de mala comunicación con Madrid. En enero de 1938, Hidroeléctrica Española seguía sin haber recibido, no sólo el pago de la electricidad suministrada, sino un solo dato referente a la marcha de la empresa. Sin embargo en Volta la actitud del personal era aparentemente distinta y, ya en julio de 1937, habían accedido a solicitar la intervención de Hidroeléctrica Española en la empresa. Se desconoce por qué no se produjo el reconocimiento oficial de la intervención de Hidroeléctrica Española en Volta ni en Electra Valenciana, pero ello obligó a la empresa matriz a cambiar su estrategia para lograr una participación directa en la vida de sus filiales. En diciembre de 1937 Hidrola solicitó, como dueña del 87% del capital de Volta, la celebración de una Junta General Ordinaria para intentar frenar los excesos de esta filial. El detonante de la petición fue la política de ascenso de sueldos emprendida en Volta a imitación de lo que había hecho ya Electra Valenciana⁵³. La Junta se celebró y en ella fue aprobada explícitamente la administración directa de Hidroeléctrica Española a cambio del reconocimiento de la igualdad de sueldos con Madrid. La igualdad suponía, al menos, un freno para subidas aleatorias, que también se habían producido.

Hidroeléctrica Española tuvo un segundo grupo de deudores compuesto por entidades industriales. Muchas de ellas tenían pactados contratos con un consumo mínimo que las circunstancias de la guerra les impidieron alcanzar. Hidroeléctrica Española revisó a la baja los límites de consumo y las tarifas. Así sucedió con Valenciana de Cementos, Yutera Española, Cementos Portland o Siderúrgica del Mediterráneo. Siderúrgica, por ejemplo, era una empresa incautada, es decir, controlada completamente por el Estado, lo que no impidió que Hidrola persiguiera y consiguiera el pago de las deudas⁵⁴.

Por último, los clientes institucionales crearon situaciones especialmente complejas. Así sucedió en el caso del Ayuntamiento de Valencia, que mantuvo una tensa relación con Hidrola durante toda la Guerra Civil. A finales de 1937 la deuda del consistorio superaba los tres millones de pesetas y se hicieron diversas gestiones para lograr el cobro. Incluso se planteó pedir a las autoridades que se conjugaran los pagos a Hacienda con la deuda pendiente de Valencia, pero todo resultó inútil. El alcalde de Valencia, por su parte, intentó negociar una revisión del contrato, cosa a la que tampoco cedió Hidroeléctrica Española por las gravosas condiciones que el cabildo quiso imponer⁵⁵. No habiendo logrado la revisión del contrato, las autoridades municipales valencianas iniciaron una campaña para dar a entender que la municipalización del sector iba a hacerse realidad a corto plazo, lo cual justificaba el impago de sus facturas.

La necesidad de revisar a la baja el precio de la energía para intentar reducir los impagos, y el problema del fraude explican, en buena medida, el descenso de los ingresos

TABLA 2 Evolución de productos de explotación (ingresos por venta de energía)

| AÑO | INGRESOS NOMINALES DE EXPLOTACIÓN (EN MILES DE PESETAS CORRIENTES) | DIFERENCIA DE INGRESOS NOMINALES RESPECTO A 1935 (EN %) | INGRESOS REALES DE EXPLOTACIÓN ¹ (EN MILES DE PESETAS DE 1935) | DIFERENCIA DE INGRESOS REALES RESPECTO A 1935 (EN %) | DIFERENCIA DE PRODUCCIÓN RESPECTO A 1935 (EN %) |
|------|---|---|--|--|--|
| 1935 | 32.095,0 | | 32.095,0 | | |
| 1936 | 27.525,3 | -14 | 27.038,6 | -15,7 | -14,0 |
| 1937 | 27.280,7 | -14,6 | 23.846,8 | -25,7 | -4,9 |
| 1938 | 30.899,7 | -3,7 | 24.543,1 | -30,8 | 19,0 |
| 1939 | 28.002,1 | -12,7 | 19.650,6 | -38,8 | -3,7 |

Fuente *Memorias*, 1936-1939.

¹ Para los cálculos reales he deflactado utilizando el índice de precios al por mayor de Maluquer (1989), cuadro 12.16. p. 521.

TABLA 3 Evolución de los gastos de explotación

| AÑO | GASTOS DE EXPLOTACIÓN (EN MILES DE PESETAS CORRIENTES) | QUEBRANTOS OCASIONADOS POR GUERRA (EN MILES DE PESETAS CORRIENTES) |
|------|---|---|
| 1935 | 6.337 | — |
| 1936 | 7.554 | — |
| 1937 | 7.446 | — |
| 1938 | 10.336 | 5.500 |
| 1939 | 8.369 | 3.500 |

Fuente *Memorias*, 1936-1939.

TABLA 4 Evolución del beneficio líquido

| AÑO | BENEFICIOS CORRIENTES (EN MILES DE PESETAS CORRIENTES) | DIFERENCIA BENEFICIO NOMINAL RESPECTO A 1935 (EN %) | BENEFICIOS REALES ¹ (EN MILES DE PESETAS DE 1935) | DIFERENCIA BENEFICIO REAL RESPECTO A 1935 (EN %) |
|------|--|---|--|--|
| 1935 | 19.755,0 | | 19.755,0 | |
| 1936 | 18.958,8 | -4,1 | 18.623,6 | -5,7 |
| 1937 | 19.428,0 | -1,5 | 16.982,5 | -14,0 |
| 1938 | 11.302,8 | -42,6 | 8.977,6 | -54,5 |
| 1939 | 10.546,6 | -46,8 | 7.401,1 | -62,5 |

Fuente *Memorias*, 1936-1939.

¹ Para los cálculos reales he deflactado utilizando el índice de precios al por mayor de Maluquer (1989), cuadro 12.16. p. 521.

de Hidrola durante la guerra: como muestra la tabla 2, los ingresos en ningún caso alcanzaron los de 1935 y su descenso sólo es proporcional al descenso de producción en el año 1936. La caída es, aún, mucho más grave si se considera en términos reales, debido a la inflación galopante que se produjo en la guerra. El descenso real fue, con toda seguridad mayor que el estimado en la tabla 2, ya que el índice utilizado no distingue entre la España republicana y la de Franco y la inflación de la primera superó con creces a la segunda⁵⁶.

Los gastos, por su parte, aumentaron como se observa en la tabla 3. El incremento espectacular de los años 1938 y 1939 se debe a que las cuentas se cerraron una vez terminada la Guerra Civil. La dirección de la empresa decidió introducir correcciones por aumento de gastos de explotación y amortizar en varios ejercicios los quebrantos ocasionados por la guerra. El descenso de los ingresos, la inflación y el aumento de los gastos redujeron el margen de beneficios, que recoge la tabla 4. Las correcciones contables hechas en la inmediata posguerra explican, en parte, la drástica disminución de los dos últimos ejercicios.

4 LOS EMPRESARIOS SIN EMPRESA

Hidroeléctrica Española tuvo dos Consejos de Administración durante la Guerra Civil: el de Madrid, cuya actividad se ha descrito, y el de San Sebastián. En la sucursal del Banco de Vizcaya de la capital guipuzcoana se celebraron las siete reuniones de los consejeros que estaban o se trasladaron a la España de Franco. No es de extrañar el exiguo número de encuentros dado que la empresa no contó con activos que administrar hasta el verano de 1938.

Las tres reuniones celebradas en el año 1937 estuvieron marcadas por la tragedia de las ausencias. La primera fue en enero, apenas unos meses después del asesinato del presidente Fernando Ybarra y de su hijo. En aquel Consejo, dirigido por el vicepresidente de la empresa, César de la Mora, se decidió manifestar la adhesión y apoyo incondicional de la empresa a Franco y autorizar el pago al personal que vivía en la zona sublevada. La filial portuguesa Electra de Lima financió el sostenimiento de estos trabajadores de Hidrola concediéndole un crédito a la sociedad. La falta de noticias sobre lo sucedido en la España leal a la República impidió cualquier otra consideración o decisión⁵⁷.

En marzo de 1937, la muerte de César de la Mora en accidente de automóvil obligó a una nueva reunión del Consejo para nombrar presidente interino a José Luis

Oriol, y seis meses más tarde volvió a reunirse el Consejo con motivo del fallecimiento por enfermedad de Leandro de Pinedo Sopelana, consejero y director gerente de Hidroeléctrica Española. La empresa había perdido en unos meses a tres personas fundamentales, vinculadas y entregadas al proyecto Hidrola desde su nacimiento⁵⁸.

La recuperación de Castellón trajo de nuevo la actividad al Consejo a partir de junio de 1938. La central había sido volada pero se llegó a un acuerdo con la compañía Luz y Fuerza del Levante (LUTE) para distribuir su energía térmica. Por otro lado, el avance de las tropas de Franco permitía pensar en la reorganización y futuro de la empresa. El Consejo decidió hacer gestiones cerca de las autoridades militares insistiendo en la importancia de recuperar las instalaciones eléctricas sin daños graves que retrasaran su puesta en funcionamiento. También comenzó a trabajarse en la reorganización de la Cámara de Productores y Distribuidores de Electricidad como foro donde tratar los problemas eléctricos. Para cubrir las bajas del marqués de Arrihuce y de César de la Mora, el presidente propuso a Luis María de Ybarra y Oriol y a Ricardo Fernández Hontoria, cuyos nombramientos quedaron pendientes de ratificación por la Junta General⁵⁹.

La certidumbre del final de la guerra se puso de manifiesto al convocarse una reunión del Comité Mixto del Convenio de Duero, en noviembre de 1938⁶⁰. La reunión sirvió para justificar y aprobar la actuación de todas las sociedades que formaban el llamado Grupo Hidroeléctrico con motivo de la interconexión de las centrales de Lafor-tunada, que pertenecía a Hidroeléctrica Ibérica, con la central de Seira, de Catalana de Gas y Electricidad⁶¹. Las autoridades militares habían impuesto esta solución para mantener los servicios eléctricos del mercado servido por Duero e Ibérica, amenazados por el estiaje del verano de 1938. Lo poco que se conoce de aquella reunión pone de relieve el interés que tenía el Consejo de Hidroeléctrica Española porque las cosas volvieran, cuanto antes, a la situación de preguerra. El convenio de 1934 ya había marcado un punto de inflexión para Hidrola, por la fuerza con que apareció en el mercado Saltos del Duero y el repliegue obligado de la empresa madrileña. La Guerra Civil agudizó aún más la preocupación por el futuro, dada la desigualdad de oportunidades que vivieron Saltos y Española en aquellos años. Como ha señalado Díaz Morlán, para Saltos fueron tiempos de consolidación y ampliación del mercado, mientras que el Consejo de Hidrola apenas sabía lo que estaba sucediendo con sus activos⁶².

El Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española se reunió de nuevo en Madrid en mayo de 1939, una vez terminada la Guerra Civil. Lejos estaban los consejeros de imaginar que la competencia de Saltos, su gran preocupación hasta entonces, iba a convertirse en un problema menor ante el cambio de escenario eléctrico que produjo la creación del Instituto Nacional de Industria en 1941.

CONCLUSIONES

De lo expuesto hasta el momento se deduce que Hidroeléctrica Española mantuvo durante la guerra una cierta normalidad en tres aspectos cruciales: su estructura jurídica de sociedad anónima, su ritmo de producción y su mercado, que funcionó a pesar de las distorsiones.

Sobre el primer aspecto, es preciso resaltar la coexistencia de los antiguos propietarios con la intervención del Gobierno central y el Comité obrero. Semejante maridaje hizo del Consejo un órgano muy politizado y poco operativo, saturado por cuestiones escasamente relacionadas con la electricidad. Sin mayor plan estratégico que la supervivencia y sin profesionales de la gestión, supo, sin embargo, protegerse de los desórdenes propios de la revolución social que llevaron a la ruina a muchas otras empresas en la España de la República. En este sentido, Hidroeléctrica Española puede ser un contrapunto de lo sucedido en los dos focos industriales más importantes de aquella España: Valencia y, sobre todo, Cataluña. La clave de la diferencia está, por una parte, en la indudable buena voluntad de los trabajadores de Hidrola, que no cayeron en los desmanes protagonizados por los obreros de algunas filiales, y por otra, en la distinta intensidad con que se legisló en la España de la República. La Generalitat promulgó de forma temprana y con carácter definitivo una norma reguladora de las nacionalizaciones y de las colectivizaciones, fácilmente comprensible en una región con amplia presencia del anarcosindicalismo⁶³. El Gobierno central fue, sin embargo, más tímido en la regulación y permitió la citada coexistencia, al principio, «porque estaba a la expectativa de un proceso revolucionario de resultado imprevisible» y, más adelante, por miedo a la reacción exterior en caso de extender, de forma oficial, el proceso de colectivizaciones⁶⁴.

Con respecto a la producción, se ha destacado su mantenimiento en cotas no despreciables. Ello abre nuevos interrogantes a la investigación porque los datos de las zonas mejor estudiadas, especialmente Cataluña, apuntan un descenso de la producción industrial durante la Guerra Civil que no guarda relación con la caída de la producción eléctrica, al menos en el caso de Hidroeléctrica Española⁶⁵. No parece que la actividad industrial valenciana, mercado natural de Hidrola, tuviera motivos para mejorar los resultados de la catalana, más aún cuando sabemos que importantes clientes industriales de Hidrola solicitaron una rebaja en los mínimos de consumo. Quizá el empleo de la electricidad como alternativa energética en tiempos de carbón escaso y caro, y el fraude eléctrico, del que se desconocen datos exactos, puedan explicar, al menos en parte, el diferente comportamiento de la producción eléctrica y la industrial.

Por último, llama la atención la firmeza con que el Consejo de Hidroeléctrica Española mantuvo su mercado. Bien es cierto que negoció a la baja las tarifas para evitar

impagados, pero no cedió ni se amedrentó ante las presiones institucionales, como se ha visto en el caso del Ayuntamiento de Valencia. Esta defensa de sus intereses alcanzó extremos llamativos de normalidad dada la situación bélica. Resulta sorprendente que en el marco de una guerra civil Hidrola continuara, como lo hizo, firmando convenios de reparto del mercado y denegando electricidad a empresas competidoras.

A pesar del regular funcionamiento que mantuvo la empresa y de la escasa destrucción de capital físico que hubo de afrontar, todo apunta a una pérdida de ventajas comparativas respecto a otras empresas eléctricas y, en especial, a su principal rival hasta entonces, Saltos del Duero. Las oportunidades que la guerra brindó a Duero no son comparables a la situación de supervivencia que padeció Hidrola. Esta aparente debilidad, que lo era desde luego en términos reales, se redujo, sin embargo, en la inmediata posguerra merced a las buenas relaciones personales de los directivos de Hidroeléctrica Española, entre los que cabe destacar a José María de Oriol, presidente desde 1941 hasta 1985.

Notas

1 Estas páginas se han beneficiado de los comentarios y las indicaciones de Ignacio de Pinedo a quien agradezco sinceramente su ayuda.

2 Cayón (1997), p. 49.

3 «Contrato de suministro de energía eléctrica y de prestación de servicios que celebran las Sociedades Saltos del Duero, Unión Eléctrica Madrileña, Eléctrica de Castilla, Saltos del Alberche, Hidroeléctrica Española, Electra de Viesgo, Cooperativa Electra Madrid, Hidroeléctrica Ibérica Cooperativa Eléctrica de Langreo y Energía e Industrias Aragonesas» (1-2-1936), Archivo Histórico de Iberdrola, Salto de Ricobayo.

4 Véase el relato de Ignacio de Pinedo y Angulo en *Hidrola desde dentro* (1994), pp. 21-22.

5 Decreto 14-8-1936, *Gaceta de la República*, 15-8-1936.

6 La suspensión nunca sobrepasaría el plazo de quince días que se otorgaba al Ministerio de Industria y Comercio para resolver el asunto que hubiera provocado el veto.

7 La colectivización de empresas fue un fenómeno muy difundido en Cataluña por el ascenso de la CNT pero menos frecuente en el centro de la España republicana, donde la CNT no tenía tanta influencia. Carr (1996), p. 630.

8 Decreto 23-2-1937, *Gaceta de la República*, 24-2-1937 y Orden 2-3-1937, *Gaceta de la República*, 7-3-1937.

9 Las nuevas normas establecían también la posibilidad de que una industria fuera declarada «de utilidad pública» por el Ministerio de Industria. Las industrias que así se consideraran recibirían algunos beneficios que no se describían con exactitud en las normas dictadas.

10 Orden 7-10-1937, *Gaceta de la República*, 24-10-1937.

11 Es interesante la apreciación de la falta de coordinación reconocida en la orden, si se considera desde una perspectiva política. En mayo de 1937, los combates callejeros de Barcelona entre las milicias anarcosindicalistas y del POUM y las fuerzas del orden público de la Generalitat, habían desatado una auténtica guerra civil dentro de la Guerra Civil. La insurrección fue dominada pero se pagó por ello un precio político muy alto. La crisis supuso el final del intento de unificación política diseñado por Largo Caballero, de base frentepopulista y con apoyo sindical, y su sustitución por un nuevo gobierno con una fuerza hegemónica, la del Partido Comunista. Véase Moreno Juste (1998), pp. 535-538.

- 12 Orden 5-1-1938, *Gaceta de la república*, 9-1-1938.
- 13 Véase el resumen que, sobre las luchas intestinas durante la Guerra Civil ofrece Carr (1996), pp. 628-643.
- 14 Decreto 15-4-1938, *Gaceta de la República*, 16-4-1938.
- 15 En noviembre de 1938 el Ministerio de Hacienda y Economía hizo pública una orden nombrando un nuevo presidente para la Comisión Interventora de Servicios Eléctricos de Madrid.
- 16 *Claridad*, 5-5-1937, citado en Carr (1996), p. 641.
- 17 El 30 de agosto de 1936 aparecieron en la *Gaceta* los nombramientos de los nuevos consejeros de Hidroeléctrica Española.
- 18 Todos los datos sobre filiación política y sindical proceden del Archivo de la Guerra Civil de Salamanca. He consultado también el archivo de la UGT, custodiado en la Fundación Largo Caballero, pero no conservan ninguna información sobre las personas que se citan en este trabajo.
- 19 El Comité Provisional de Intervención de Industrias fue creado en julio de 1936 y disuelto en septiembre del mismo año. Lo encabezó el presidente del Consejo Ordenador de la Economía Nacional, Melchor Marial Mundeí, y actuaron como asesores Miguel Rovira Malé, Nicasio Navascués de la Sota y Javier Osés Claret, todos ellos ingenieros industriales del cuerpo al servicio del Ministerio de Industria y Comercio.
- 20 El consejero que cesó fue José Onrubia Mendoza. El representante del personal obrero Lino Pérez Pastor dimitió por motivos de salud a los cuatro meses de su nombramiento y fue reemplazado por Casimiro Gómez Muñoz, que formaba parte del antiguo comité de empresa de Hidrola y pertenecía a la Agrupación Socialista Madrileña. Este último fue, a su vez, reemplazado en noviembre de 1937, tras las elecciones que celebró en esa fecha el Comité de Control. Le sustituyó Alfonso Lozano Díaz, presidente hasta entonces del citado comité. En estas elecciones también fue sustituido el representante del personal técnico y administrativo y, en su lugar, se nombró a Enrique Royo Resel. En el Archivo de la Guerra Civil de Salamanca no se conservan datos sobre la filiación política o sindical de Lozano Díaz ni de Royo Resel.
- 21 Ángel Luis de la Herrán, además de secretario general, actuaba como asesor jurídico y también hubo de ser sustituido.
- 22 Consejo de Administración, Acta 31-5-1937, 2-9-1937.
- 23 Desconozco la representación que iba a ejercer Sánchez Vilchez. Se sabe que su nombramiento fue ratificado, porque se dice en las actas, pero no se recoge en la Memoria de 1936, que fue publicada después de la Guerra Civil con datos exclusivos de producción, gestión y cuentas.
- 24 Su nombramiento fue ratificado en la Junta General celebrada el 30 de abril de 1938. Hidroeléctrica Española, Memoria del Ejercicio 1937, p. 10.
- 25 Así lo reconoció el consejero delegado del Estado. Véase Consejo de Administración, Acta 22-4-1938.
- 26 Véase Consejo de Administración, Acta 8-4-1937, 27-1-1938 y 22-7-1938.
- 27 Cuando se produjo la discusión, en enero de 1938, era presidente Enrique Royo en sustitución de Gonzalo Gil Torres. Gil Torres no asistió al Consejo aquel día pero manifestó claras reticencias al pago de dividendos en la siguiente reunión y sólo cedió cuando supo que se había consultado a la Comisión Interventora de Servicios Eléctricos de Madrid. Consejo de Administración, Acta 27-1-1938.
- 28 Comisión Ejecutiva, Acta 3-12-1937.
- 29 Consejo de Administración, Acta 16-12 1937.
- 30 En el Acta del Consejo de Administración del 27 de mayo de 1939 se recoge el pesar del presidente, José Luis Oriol por el fallecimiento de González Heredia y el reconocimiento a la tarea desempeñada durante la guerra.
- 31 Artículo 13 de la Orden 2-3-1937.
- 32 Hidroeléctrica Española, Memoria 1937, p. 10.
- 33 Consejo de Administración, Acta 4-12-1937.
- 34 Véase como ejemplo Consejo de Administración, Acta 22-4-1938 y Acta 27-1-1938.
- 35 Un buen ejemplo es el del trabajador Manuel Gaviña que fue expulsado de la empresa en septiembre de 1936 y cuya readmisión fue pedida por prácticamente todos los trabajadores a sus centrales sindicales, debatida en el Consejo, defendida por varios consejeros, entre ellos el representante de los obreros, y solicitada a las autoridades competentes. Acta 3-2-1938.
- 36 Antes de la creación del Comité de Control se formó un Comité de Empresa, algunos de cuyos miembros se incorporaron al de Control en mayo de 1937. Composición del Comité de Control en mayo de 1937: Alfonso Lozano Díaz, Enrique

- Cruz Pinilla, Miguel García, Saúl Carrión, Salvador Aracil, José Quevedo López y Francisco Santoja Pascual. Los dos últimos citados y el primero dejaron de formar parte del comité en mayo y se incorporaron Lino Pérez Pastor, Ángel Domínguez y Ramón Bonías. El Archivo de la Guerra Civil de Salamanca sólo conserva información de Enrique Cruz, que pertenecía a la Agrupación Socialista Madrileña y de José Quevedo, afiliado a la UGT Consejo de Administración Acta, 31-5-1937 y Acta 4-12-1937.
- 37 Pasó de estar formado por un presidente, un vicepresidente y cinco vocales a estar formado por un presidente, un vicepresidente, un secretario, un vicesecretario y tres vocales.
 - 38 El cese del representante del personal obrero se trató en la sesión de 23-9-1937 y la cuestión de los viajes en la sesión del 27-1-1938.
 - 39 En 1938 intentó, por ejemplo, decidir la adquisición de materiales o regular los movimientos de los obreros.
 - 40 Malefakis (1987), p. 162.
 - 41 Hidroeléctrica Española, Memoria 1939, pp. 6-7. La central de Castellón se reparó provisionalmente en el propio año 1939. También en el Acta correspondiente a la primera reunión del Consejo de Administración tras la Guerra Civil se reconoció de modo explícito el estado «muy satisfactorio» de las instalaciones. Consejo de Administración, Acta 27-5-1939.
 - 42 Así se reconoció en la Memoria de 1939.
 - 43 Consejo de Administración Acta 18-2-1937 y Acta 26-2-1937.
 - 44 Bricall (1985), p. 367.
 - 45 Consejo de Administración, Acta 8-4-1937.
 - 46 Consejo de Administración, Acta 16-12-1937.
 - 47 En 1936 las deudas de abonados eran de 3.293.000 pesetas y en 1939 superaban los 5 millones. Memorias 1936-1939.
 - 48 González Heredia puso de manifiesto la gravedad del tema e insistió en la importancia de cobrar la energía que se estaba suministrando para poder subsistir con cierto desahogo. Consejo de Administración, Acta 22-7-1937.
 - 49 En septiembre de 1937 la deuda de Electra Madrid superaba los dos millones de pesetas. Consejo de Administración, Acta 9-9-1937.
 - 50 Así lo hizo en el caso de los tranvías madrileños, en los que Hidrola distribuía energía de Canales de Lozoya. La reducción del servicio de tranvías disminuyó el consumo energético y forzó la petición, hecha conjuntamente con Unión Eléctrica Madrileña. Consejo de Administración, Acta 21-1-1937.
 - 51 Hidroeléctrica Española poseía el 87% del capital de Volta y el 41% de Electra Valenciana.
 - 52 Consejo de Administración, 26-8-1937.
 - 53 En las dos filiales habían equiparado sus sueldos a los que se percibían en Madrid. Ello supuso un millón de pesetas de incremento de gasto en sólo ocho meses. Consejo de Administración, Acta 15-1-1938.
 - 54 El presidente de Hidrola se entrevistó en septiembre de 1937 con el delegado interventor nombrado por el Gobierno, un teniente coronel. Acordaron facturar el consumo mensual a razón de 5,5 céntimos sin tener en cuenta el factor de carga y si el importe del mes no alcanzaba una doceava parte del mínimo se ingresaría la diferencia. En caso de que lo rebasara, el exceso se cobraría al mismo precio. Consejo de Administración, Acta 23-9-1937.
 - 55 Logró un crédito bancario y quiso pagar un millón de pesetas al contado y el resto de la deuda en mensualidades si se le revisaba el contrato. Consejo de Administración, Acta 15-1-1938.
 - 56 Es muy difícil estimar la evolución de los precios en la España de la República. Bricall considera que los precios en Barcelona aumentaron el 20% en los meses de 1936, el 85% en 1937 y el 45% en 1938. La estimación de Maluquer que he utilizado en la tabla 2 supone un 43% de aumento entre 1935 y 1939. Bricall (1985), p. 410 y Maluquer (1989), p. 521.
 - 57 Consejo de Administración, Acta 17-1-1937.
 - 58 Consejo de Administración, Acta 17-3-1937.
 - 59 Consejo de Administración, Acta 28-7-1938.
 - 60 Este comité tenía como función principal la interpretación de las cláusulas del contrato que habían firmado las principales eléctricas en 1934 y la resolución de las diferencias y cuestiones que suscitara su ejecución.
 - 61 Formaban el Grupo Hidroeléctrico las siguientes empresas: Unión Eléctrica Madrileña, Eléctrica de Castilla, Saltos del Alberche, Hidroeléctrica Española, Electra de Wiesgo e Hidroeléctrica Ibérica.
 - 62 Díaz Morlan (en prensa).
 - 63 Bricall (1985), p. 398.

64 *Ibidem*.

65 Bricall estima que la producción industrial en Cataluña desde octubre de 1936 a marzo de 1938 osciló entre el 55 y el 60% en relación a enero

de 1936. Como se ha indicado en el apartado tercero, la caída de la producción eléctrica de Hidro- la nunca superó el 20% del nivel de preguerra. Bricall (1985), p. 376.

Bibliografía

Bricall, J. M.^a (1985), «La economía española (1936-1939)», en Tuñón de Lara, M. *et al.*, *La guerra civil española. 50 años después*, Labor, Barcelona, pp. 359-418.

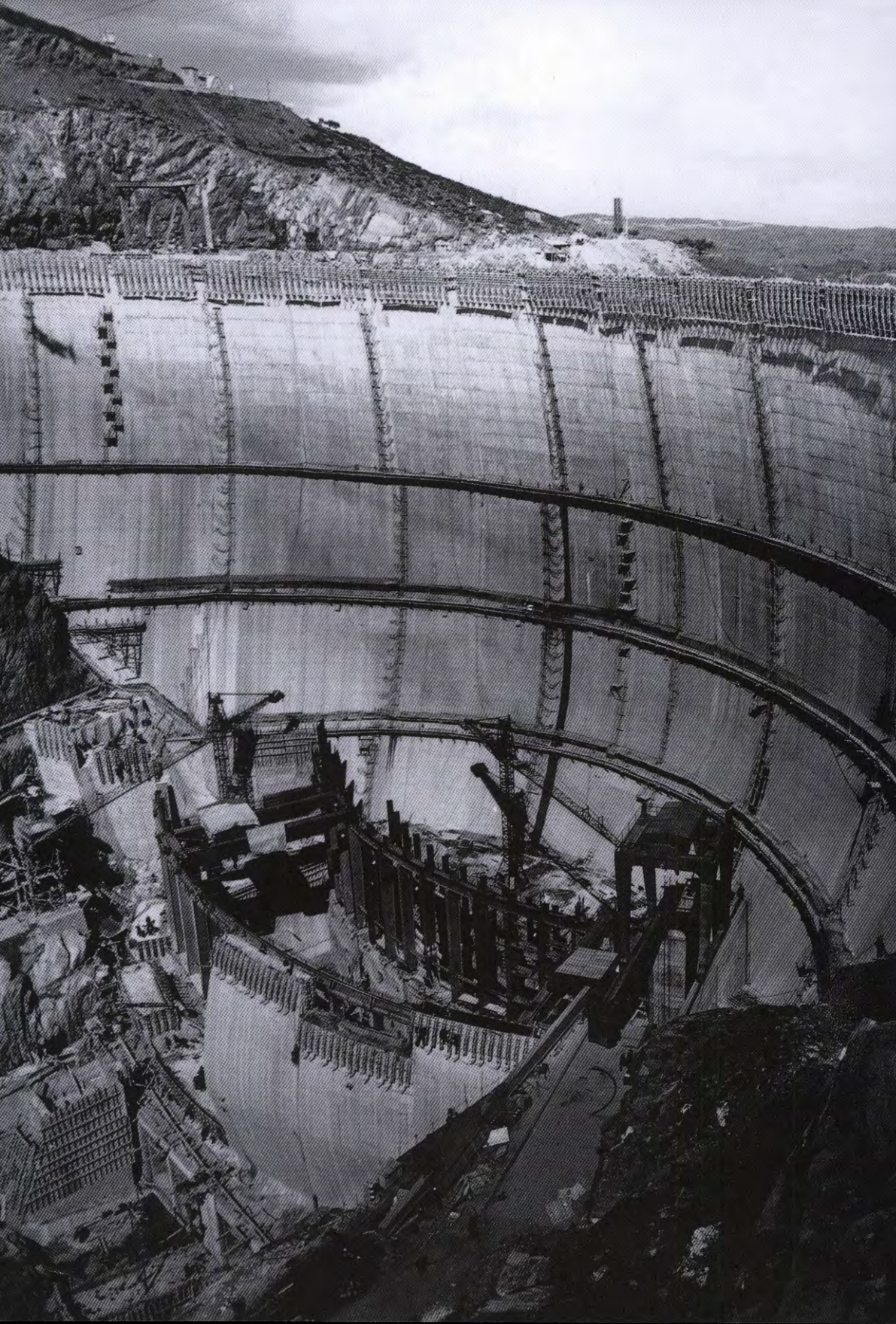
Carr, R. (1996), *España 1808-1975*, Ariel, Barcelona.

Cayón García, F. (1997), *Un análisis del sector eléctrico en Madrid a través de las empresas Hidroeléctrica Española, Electra Madrid y Unión Eléctrica Madrileña (1907-1936)*, Fundación Empresa Pública, Documento de Trabajo 9708.

Díaz Morlán, P. (en prensa), *Los Saltos del Duero. Hidrola desde dentro. Testimonio de los hombres, los trabajos y los días*, (1994), Iberdrola, Madrid.

Malefakis, E. (1987), «La economía española y la guerra civil», en Nadal, J., Carreras, A., y Sudriá, C. (comp.), *La economía española en el siglo XX. Una perspectiva histórica*, Barcelona, pp. 150-163.

Moreno Juste, A. (1998), «La guerra civil (1936-1939)», en Paredes, J. (coord.), *Historia Contemporánea de España (siglo XX)*, Ariel Historia, Barcelona, pp. 520-549.



III

REGULACIÓN ESTATAL Y
CULMINACIÓN DEL MODELO
HIDROELÉCTRICO, 1944-1973

LA REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, 1939-1973

Javier Pueyo

PROFESOR ASOCIADO EN EL DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA Y EMPRESA
UNIVERSITAT POMPEU FABRA

INTRODUCCIÓN

Cuando se habla de la regulación de una industria como la de producción y suministro de energía eléctrica, conviene tener en mente su carácter de monopolio natural. Los agentes implicados en los mercados eléctricos están sujetos a la normativa general de carácter económico, a la legislación en defensa del consumidor y a la reglamentación técnica que afecte al material y las instalaciones industriales. En el caso de la industria eléctrica, estos tipos de intervención administrativa estuvieron presentes desde el principio de su andadura histórica. La intervención muy temprana de las Administraciones públicas estuvo motivada por el hecho de que las empresas eléctricas se veían obligadas a tender sus líneas de distribución por encima de las propiedades ajenas. En consecuencia, los poderes públicos tuvieron que ordenar los derechos y deberes de las partes. Sin embargo, el aspecto realmente singular de esta industria es su naturaleza de monopolio natural: la máxima eficiencia en la provisión del servicio se obtiene cuando sólo existe una empresa en el mercado; si varias empresas actuaran simultáneamente en un área geográfica, al cabo de un tiempo una de ellas desplazaría a las demás, convirtiéndose en un monopolio, o acabarían formando un oligopolio colusivo perfecto. Ambas circunstancias conllevan consecuencias

perjudiciales para los usuarios finales, que se verían explotados con precios excesivos, soportarían suministros de baja calidad o no todos ellos tendrían acceso al servicio. El título de regulación económica corresponde exclusivamente a la intervención de los poderes públicos destinada a paliar los efectos negativos del monopolio natural¹.

En España, las administraciones públicas empezaron a intervenir en el sector desde el establecimiento de las primeras instalaciones eléctricas industriales. La pauta aquí fue similar a la que se ha observado en otros países europeos o en los Estados Unidos, con el matiz de la menor importancia de las administraciones municipales españolas. En cambio, el segundo aspecto, el peculiar de la industria eléctrica, no fue objeto de atención por las autoridades españolas hasta la década de los años cuarenta, en un contexto de crisis energética agudísima. Esto contrasta con la experiencia de otros países que, desde principios del siglo XX o a más tardar tras la Primera Guerra Mundial, empezaron a preocuparse, con más o menos fortuna, por las cuestiones típicas de la regulación económica de los monopolios naturales: el nivel adecuado de las tarifas, la universalidad del servicio y su calidad, el estado financiero de las compañías y la planificación y financiación de las inversiones. En España, los primeros pasos en este tipo de regulación aplicada a la industria eléctrica transcurrieron por dos etapas claramente diferenciadas, cuya línea divisoria está constituida por la aprobación de la legislación básica de la Tarifas Tope Unificadas (TTU) en 1951-1953. Dedicaremos un primer apartado a las vicisitudes del Régimen con el suministro de electricidad en los años cuarenta, antes de la implantación de las TTU y, a continuación, nos centraremos en este sistema tarifario, que se mantuvo vigente hasta 1971-1973 (apartado 2). Explicaremos sus elementos principales (apartado 3), apuntaremos algunas reflexiones que esperamos sirvan para evaluar el grado de éxito de la regulación (apartados 4 y 5) y, finalmente, repasaremos las variables más relevantes del sistema eléctrico español durante la vigencia de las TTU: producción, precios, inversiones y rentabilidad de las empresas (apartado 6). Un apartado de conclusiones cierra este capítulo.

1 EL FRANQUISMO Y LA ELECTRICIDAD EN LA INMEDIATA POSGUERRA

La postura inicial del nuevo Estado ante la industria eléctrica fue de franca indiferencia. Ya fuera por la confusión de estrategias de política económica o porque no se considerase que este sector pudiera llegar a constituir un problema político, lo cierto es que no se dictó ninguna disposición específicamente destinada a nuestra industria hasta que la insuficiencia del suministro estalló en 1944. Hasta ese momento, las autoridades se habían

negado a autorizar cualquier modificación al alza de las tarifas eléctricas, que se mantenían congeladas desde, al menos, 1934. Según las empresas, la congelación de los precios de venta al público les estaba conduciendo a la insuficiencia financiera y a la paralización de las inversiones por su falta de rentabilidad. La interrupción de las construcciones también se vio dificultada por la política autárquica del Régimen, que no siempre facilitaba las divisas o los permisos de importación de la maquinaria eléctrica, y por el intervencionismo en los mercados internos, que no siempre asignaba los materiales necesarios o de la calidad mínima para garantizar el funcionamiento de las instalaciones de generación. En la inmediata posguerra, la electricidad se convirtió en la única fuente de energía que no estuvo sujeta a restricciones cuantitativas y con un precio real a la baja a causa de la elevada inflación de estos años. La demanda de electricidad aumentó a tasas inusitadas por lo que las restricciones se hicieron inevitables cuando las instalaciones que entraron en servicio antes de la Guerra Civil alcanzaron su máxima capacidad de producción².

La reacción gubernamental ante las primeras restricciones tuvo todo el sabor del ambiente militarista de los despachos oficiales. Se ordenó a las empresas industriales que aceleraran la construcción o reparación de los equipos termoeléctricos a su disposición para contrarrestar los efectos de los estiajes³. Más interesantes son otras disposiciones, no tanto por su efectividad que resulta difícil de precisar, como por su proyección en las futuras TTU. A partir del momento en que el Estado se vio empujado a actuar sobre la industria eléctrica para afrontar los problemas de falta de suministro, fueron apareciendo los distintos elementos que configurarían posteriormente las Tarifas Tope Unificadas.

La necesidad de ordenar las restricciones llevó al Ministerio de Industria a tener que implicarse directamente en la producción y distribución del fluido. Fue entonces cuando los funcionarios del Ministerio tuvieron que preocuparse por el orden de prelación en el funcionamiento de las centrales, por el estado de la red de transmisión y por el destino final de la energía. Es decir, el Estado se vio abocado a regular el sector en su totalidad. En julio de 1944 se creó la figura del Delegado Técnico Especial del Ministerio de Industria y se nombró a un funcionario al frente de cada zona eléctrica, con el encargo expreso de administrar las restricciones. Estos delegados estaban autorizados para decidir la duración y el ámbito de aplicación de los cortes eléctricos, así como ordenar el funcionamiento o parada de cualquier central dentro de su jurisdicción. También en estos años apareció un ámbito privado de autorregulación, dirigido por un organismo patronal, Unesa, formado en agosto de 1944. La Administración procuró no entrometerse en las relaciones entre las empresas privadas del sector y permitió que Unesa asumiera buena parte de las competencias reguladoras. En concreto, Unesa se comprometió a conformar una red eléctrica nacional y a unificar su gestión. Esto suponía que las empresas privadas decidirían la estructura de las líneas de transporte de alta tensión, las transferencias de fluido

entre mercados geográficos y la organización del *dispatching*. Una Orden Ministerial, de 2 de diciembre de 1944, concedió a Unesa la creación de un repartidor de cargas y la conexión al mismo de todas las centrales generadoras e inició así el modelo de autorregulación vigente a lo largo de todo el franquismo⁴. Al año siguiente, 1945, el Gobierno empezó a incentivar la construcción de centrales y la producción de termoelectricidad. Una Orden Ministerial de octubre de 1945 eximió de todo tipo de limitaciones la adquisición de los materiales necesarios para el desarrollo de las empresas eléctricas y otra OM de noviembre del mismo año impuso un recargo sobre el precio de la electricidad para compensar a las empresas productoras de energía termoeléctrica. Desde el principio, se evitó que la financiación de las subvenciones corriera a cargo de los presupuestos del Estado y se instrumentó a través de un recargo sobre el precio de la electricidad⁵. Por último, la actuación de las empresas públicas apareció como un añadido de difícil encaje. El INI actuó por su cuenta, sin coordinarse con las empresas privadas, que a fin de cuentas, dirigían buena parte del sistema eléctrico nacional. El INI construyó una serie de centrales térmicas para cubrir las necesidades del Instituto, cuyas características técnicas no estaban en consonancia con la función que Unesa estaba dispuesta a atribuirles. Las centrales del INI se diseñaron para funcionar continuamente, dado que debían mantener el suministro a las empresas del Instituto. Sin embargo, Unesa, a lo sumo, consideraba a estas centrales como elementos de apoyo para cubrir los picos de demanda. El problema surgió cuando se comprobó que las centrales del INI debían mantenerse en funcionamiento continuo, dadas sus características técnicas, si se quería disponer de ellas rápidamente en los momentos de demanda máxima. El problema, entonces, consistió en decidir quién pagaría la energía producida fuera de estos momentos, que las empresas privadas no consideraban necesaria puesto que disponían de capacidad suficiente para cubrir la demanda por sí mismas.

2 LAS TARIFAS TOPE UNIFICADAS

Bajo la etiqueta de Tarifas Tope Unificadas (TTU) se conoce el sistema de precios de venta al público de la energía eléctrica que estuvo vigente en España desde 1953 hasta 1973. Las TTU, sin embargo, comprendían mucho más que las tarifas de aplicación al público, puesto que recogían un sistema de subvenciones ligado a los precios por medio de una tasa para-fiscal y todas las normas reguladoras de la actuación de las empresas eléctricas en España durante estos veinte años. Como se ha explicado en el apartado anterior, la regulación puesta en pie en los años cincuenta fue hija inmediata de

las experiencias vividas en los años inmediatamente anteriores, por lo que las TTU iban a perseguir prioritariamente la suficiencia en el suministro de energía.

El primer elemento del sistema tarifario implantado en 1953 lo constituía un precio medio de venta al público que, junto con la estimación de los kilovatios/hora a facturar, servía de guía para calcular los ingresos a recaudar por las empresas. De esta manera, se procuraría mantenerlos por encima de los gastos de explotación en la medida suficiente para asegurar una rentabilidad mínima, necesaria para atraer capitales al sector, que garantizaran la financiación de las inversiones en nueva capacidad de generación y transmisión. Las empresas obtendrían estos ingresos regulados mediante el cobro de las llamadas tarifas de aplicación al público, clasificadas en seis categorías: cinco para usos domésticos, en baja tensión, y una para usos industriales, en alta tensión. Dentro de cada tarifa se establecieron tres bloques, según las horas de utilización de la potencia contratada, con precios de venta progresivamente inferiores.

El primer elemento del sistema, el precio medio, se define en el Decreto de 12 de enero de 1951, en el que se indican las variables concretas para su cálculo, así como el criterio de actualización de las tarifas. El precio medio de cada año sería el resultado de actualizar el precio medio de 1935 en función de los incrementos experimentados por tres tipos de costes, financieros, laborales y otros varios, debidamente ponderados por el peso que cada uno de ellos había tenido en las cuentas de las empresas en 1935. Todo ello se corregía con un indicador del rendimiento medio de las instalaciones, que recogía la relación entre el número de horas de utilización media anual de las centrales eléctricas y las pérdidas ocasionadas durante la transmisión del fluido.

El examen de la documentación interna del Ministerio de Industria permite comprobar que los métodos de evaluación de todos estos elementos configuraron un sistema de regulación basado en costes estándar, antes que en los costes reales de las empresas eléctricas. Los coeficientes se fijaron por procedimientos *ad hoc* a partir de la información suministrada por las grandes empresas del sector. El Ministerio solicitó periódicamente a una serie de grandes empresas que le remitieran información acerca de las instalaciones, la producción, las ventas y otros datos contables⁶.

La Administración calculó el valor del precio medio de la electricidad en 1935 a partir de las facturaciones y cantidades de electricidad vendidas por las grandes empresas. El valor de los costes financieros se calculó teniendo en cuenta el perfil de una empresa representativa del sector, cuyas características fijó el Ministerio. El índice de gastos de personal se calculó a partir del salario tipo de un peón, de acuerdo con la normativa laboral correspondiente. Los índices de precios representativos del resto de gastos, tampoco correspondían con los precios reales, sino con precios administrados. El índice se calculó con las variaciones que experimentaban los precios de una serie de materiales de construcción, de reparaciones y combustibles que intervenían en los gastos de las

empresas eléctricas. Todos estos precios los fijaba la Comisión de Revisión de Precios del Ministerio de Obras Públicas, excepto el precio del aceite para transformadores que se obtenía de los *Boletines de Información de CAMPSA*⁷.

Las tarifas de aplicación al público, las TTU propiamente dichas, se aprobaron mediante Orden de 23 de diciembre de 1952, en la que se describían pormenorizadamente los precios y las condiciones de venta de la energía⁸. Comprendían seis tarifas, en función del uso que se iba a dar a la energía y de la modalidad de suministro, en baja o alta tensión. Dentro de cada tarifa se establecieron tres bloques según las horas de utilización de la potencia contratada, con precios de venta progresivamente inferiores, excepto las tarifas Ia y Ib, que eran únicas, y la tarifa II que era a tanto alzado y los bloques dependían de la potencia de las lámparas instaladas.

- I Tarifa de alumbrado por contador de baja tensión.
 - Modalidad a, aplicable en domicilios particulares.
 - Modalidad b, en establecimientos independientes de la vivienda.
- II Tarifa de alumbrado a tanto alzado en baja tensión.
- III Tarifa para alumbrado y usos domésticos con un solo contador y un solo circuito en baja tensión.
- IV Tarifa para usos domésticos y otros servicios que se especifican, prestados con circuito y contador independiente del de alumbrado, en baja tensión.
- V Tarifa para usos industriales.
 - Modalidad a, entrega en baja tensión.
 - Modalidad b, entrega en alta tensión.
- VI Tarifa para electrificación rural.

Se fijó un mínimo de consumo en función del precio base del primer bloque de cada tarifa (excepto para la tarifa II) con un límite máximo (el precio correspondiente al funcionamiento de la instalación durante una hora diaria con una potencia igual a la mitad de la contratada). Si se cobrara alquiler de contador, el mínimo de consumo debería reducirse en la medida adecuada. Asimismo, podrían solicitar la exención del mínimo de consumo los abonados que sólo tuviesen contratado el servicio de alumbrado en vivienda de alquiler o cuando la vivienda fuese modesta y el consumo reducido. La regulación permitía que empresas y grandes usuarios acordasen precios distintos a las TTU, aunque el Ministerio se reservaba la potestad de revisarlos. Tan sólo se condicionó a que no resultasen al usuario más onerosas que la TTU correspondiente.

Las subvenciones se destinaron a financiar tres objetivos perseguidos por el regulador: la construcción de instalaciones de generación y transmisión, la producción de energía térmica y los suministros a precios especiales rebajados. Las subvenciones se financiarían mediante

la aplicación de un recargo sobre el precio medio o la tarifa: el llamado factor «r». Parte de la recaudación pasaría a integrar los ingresos propios de la empresa suministradora y la otra fracción se ingresaría en una caja común, gestionada por un organismo para-estatal, Ofile, que la repartiría según los criterios dictados por el Ministerio de Industria. Un problema permanente del sistema estribó en equiparar los ingresos y gastos de Ofile. El Ministerio determinó, por un lado, los requisitos necesarios para tener derecho al devengo de la subvención y, por otro, los ingresos de la caja de Ofile dependieron de la actualización periódica del factor «r», que siempre se mantuvo como una decisión política no relacionada necesariamente con el déficit del organismo.

Las subvenciones a las nuevas construcciones cubrirían los aumentos experimentados desde 1939 en los costes de primer establecimiento de las instalaciones de producción, transporte y distribución. Según la legislación y la documentación interna del Ministerio, el montante de la subvención a recibir por una empresa sería igual a la carga financiera asociada a las nuevas instalaciones. Sin embargo, se empezó midiendo la magnitud de la inversión con el 80% de la potencia nueva instalada, valorada mediante unos indicadores de los elementos más representativos de los costes de construcción, que no eran más que la media aritmética de los precios de algunos de los *inputs* necesarios para llevar a cabo las inversiones en instalaciones eléctricas. Todos estos precios estaban fijados discrecionalmente por la Administración, por una vía u otra. Tampoco se subvencionaría la carga financiera real, sino que se actualizó la estimada para 1935. Ésta se evaluó de acuerdo con la información proporcionada por las grandes empresas de referencia y siguiendo los procedimientos *ad hoc* usuales en el Ministerio.

Las subvenciones destinadas a cubrir el sobrecoste en la producción de energía térmica se adecuarían a las cifras reales de termoelectricidad generadas cada año. Se trataba, simplemente, de multiplicar el precio regulado de este tipo de electricidad (llamado «equivalente hidráulico») por las cantidades de energía termoeléctrica que el Ministerio hubiera ordenado producir. El regulador estableció dos modalidades. La fórmula A, reservada a las empresas privadas, consistía en abonar el 90% del coste del combustible quemado declarado por la empresa⁹. La fórmula B, para las empresas públicas, subvencionaría una serie de gastos de acuerdo con la contabilidad de las empresas: (1) El total de las cargas financieras, incluida una retribución del 6% del capital afecto a la producción térmica, reservándose la Administración el derecho de determinar qué parte del capital social de la empresa se consideraba invertido en la producción de termoelectricidad. (2) Una cuota en concepto de amortización y reposición. (3) El importe total del combustible quemado y de los materiales fungibles utilizados. (4) Los gastos de personal, administración y generales imputados por unidad de energía producida, que se estimarían con el promedio de los gastos correspondientes a tres centrales seleccionadas por la Administración¹⁰.

3 JUSTIFICACIONES ECONÓMICAS DE LA REGULACIÓN: LOS FALLOS DE MERCADO

3.1 EL CASO DEL MONOPOLIO NATURAL

La justificación tradicional de la regulación del sector eléctrico ha sido su carácter de monopolio natural, a causa de la presencia de economías de escala. Las inversiones en instalaciones de generación y transmisión son de tal calado que dan lugar a unos costes fijos de gran cuantía y los costes medios caen a lo largo del rango relevante de la demanda. Junto a esta característica propia de todo monopolio natural, se ha alegado también la existencia de unas economías de integración vertical. El suministro de electricidad se compone de una serie de actividades —producción, transporte, distribución, comercialización— que deben realizarse simultánea y coordinadamente. La electricidad no puede almacenarse, por lo que la oferta debe ajustarse en todo momento a la demanda, que fluctúa a lo largo del año, de los días de la semana y de las horas de cada día. De ahí la necesidad de coordinar todo el proceso que conduce desde la puesta en marcha de cada central hasta el consumo final de la energía.

Las políticas de liberalización que se han aplicado en los últimos años en los sistemas eléctricos se fundamentan en la posibilidad de separar las diferentes actividades y entregar a la gestión privada aquellas que no dispongan de las características del monopolio natural¹¹. Buena parte de estas políticas se han visto favorecidas por la aparición de tecnologías de generación con costes de instalación más reducidos, de tecnologías de información que permiten controlar por separado las actividades de suministro y por haber alcanzado los mercados finales una dimensión suficientemente grande como para agotar las economías de escala que pudiesen haber existido en épocas pasadas y situar a las empresas en los tramos de costes crecientes. Sin embargo, el período que estamos estudiando (1953-1973) no nos permite descartar sin más comentarios el carácter de monopolio natural por economías de escala como justificación correcta de la intervención estatal. Más aún si tenemos en cuenta el predominio de la hidroelectricidad hasta los últimos años de nuestra etapa, que se caracteriza por los elevadísimos costes de instalación y los casi nulos de funcionamiento.

La cuestión es diferente en el ámbito de las economías de red. Una misma red de transporte y distribución continúa pudiendo ser utilizada por varias empresas simultáneamente mientras mantenga capacidad de transmisión ociosa. Así pues, la duplicación de redes llevaría a incurrir en costes redundantes, lo que da pie a que sea más eficiente disponer de una única red compartida por todos los productores y consumidores. De esta manera, sería en las actividades llevadas a cabo en la red donde habría que buscar las economías de escala que hoy continúan configurando el sector eléctrico como un monopolio natural. Sin embargo, el problema de la red no se limita a su elevado coste de instalación, sino que

genera una serie de externalidades positivas que pueden llegar a pesar aún más a la hora de definir el carácter monopolista de la industria eléctrica.

La capacidad de provisión de energía y la seguridad o garantía de la continuidad del suministro se encuentran relacionadas directamente con el número de instalaciones de generación y con la variedad de su tipología. La seguridad del suministro —el hecho de que el usuario disponga de energía en todo momento con sólo apretar un interruptor— precisa de la conjugación de varios tipos de generadores para adaptar en cada instante la oferta a la demanda. Adicionalmente, la transmisión de energía por una red eléctrica se halla sujeta a unas restricciones físicas que obligan a la coordinación de todas las actividades que utilicen la red y que hacen imprescindible la gestión unificada de la misma, independientemente de qué empresas sean las propietarias de cada uno de sus tramos o nodos. La gestión técnica de la red supone decidir en tiempo real los elementos de generación que se ponen en marcha en cada momento y los que han de parar, durante cuánto tiempo deben mantenerse en funcionamiento y a qué intensidad, todo ello en función de la demanda que ejerzan los usuarios y del estado de la red. También han de indicarse, en ocasiones, las centrales que deben mantenerse encendidas, pero sin que vuelquen energía en la red, de tal forma que el conjunto del sistema esté siempre preparado para enfrentarse a desajustes súbitos de la oferta y la demanda. También supone programar con la debida antelación las operaciones de mantenimiento y reparación de las instalaciones. Todas estas actividades dependerán en cada momento de la demanda de energía, de las instalaciones de generación concretas que se encuentren funcionando y de las limitaciones de transmisión que puedan existir en algunos tramos de la red.

La necesidad de coordinación no está confinada a la gestión diaria de la red, sino que se extiende a su expansión. Las inversiones en líneas de transmisión y en instalaciones de producción son, hasta cierto punto, sustitutivas. La capacidad de producción de electricidad se puede ampliar mediante la construcción de centrales o abriendo líneas de transporte que conecten sub-redes o que mallen mejor la red. Por otro lado, ya se ha dicho que la continuidad del suministro depende de que la combinación de tipos de generadores sea la adecuada, de ahí la necesidad de que el gestor de la red intervenga en los proyectos de nuevas centrales para indicar si permiten acercarse a la combinación óptima. En resumidas cuentas, las externalidades asociadas a la red eléctrica exigen la coordinación de los programas de inversiones en instalaciones productoras y de transmisión, tanto en sus características técnicas, potencia o capacidad de transmisión, ubicación y fecha de entrada en servicio.

Si la red no fuera gestionada unificadamente, si cada empresa mantuviese el control de sus propias líneas de transmisión, no se disfrutaría de las ventajas de seguridad que implica la conexión de las sub-redes y cada empresa se vería obligada a mantener más capacidad de producción de la que sería necesaria con la unificación. Nos encontramos con

una ineficiencia obvia, al tenerse que dedicar un exceso de recursos a la construcción de unidades de generación. Pero la interconexión de todas las empresas eléctricas a una sola red tiene unas consecuencias económicas que sobrepasan los límites de las empresas. El gestor de la red interviene crucialmente en las decisiones de quién produce, es decir, quién factura la energía, con las consiguientes consecuencias en las cuentas de explotación. También debe dar su visto bueno a las decisiones de inversión, lo que supone seleccionar qué empresas crecen y cuáles no.

Como puede verse, la red eléctrica tiene la característica típica del monopolio natural, al resultar más eficiente el suministro a través de una única red. Esta situación se debe a los costes fijos muy elevados de la construcción de las líneas y sistemas de transformación, pero en mayor medida por las externalidades positivas que se pueden internalizar cuando se unifica la red y se coordinan desde una oficina central todas las actividades relacionadas con el suministro de electricidad. Debemos examinar ahora si la intervención del Estado en la industria eléctrica española en los años cincuenta y sesenta respondió a estas circunstancias.

3.2 LOS OBJETIVOS DEL REGULADOR EN LAS TTU

La preocupación principal de la Administración española en los años previos a la implantación de las TTU fue acabar lo antes posible con las restricciones¹². Para ello procuró incentivar la ampliación de la capacidad de producción y la gestión unificada de la red. El primer objetivo tropezaba con la congelación de las tarifas eléctricas que, en opinión de las empresas, impedía que los ingresos cubriesen los costes de funcionamiento. La falta de rentabilidad de la actividad eléctrica desincentivaba la inversión en capacidad de producción. La unificación de la red se intentó solucionar directamente por las grandes empresas eléctricas privadas, que eran las propietarias de las líneas de transporte y distribución, para lo que crearon Unidad Eléctrica, S.A. Su objetivo principal declarado iba a ser la creación de una red eléctrica nacional y su gestión como si de una única red se tratara. Sin embargo, Unesa tropezó también con la congelación de las tarifas. El tendido de una red que cubriese todo el territorio nacional estaba necesitado de una serie de líneas que conectasen las redes de cada una de las empresas entre sí, pero la baja rentabilidad del negocio eléctrico afectaba por igual a todas las inversiones, fueran de centrales generadoras o de líneas de transmisión. De hecho, Unesa no dispuso de una oficina central de *dispatching*, el Repartidor de Cargas (RECA), hasta 1953, después de la aprobación del nuevo sistema tarifario.

Las TTU se idearon para aprovechar las externalidades positivas asociadas a la red eléctrica. La exposición de motivos del Decreto de 12 de enero de 1951, que inició

el proceso de implantación de las TTU, enumeró los objetivos generales que perseguía la Administración. Dejaba constancia del problema de escasez de oferta y hacía votos por que el nuevo sistema de tarificación permitiese a las empresas cubrir el exceso de demanda. Una de las condiciones esenciales para cumplir con este propósito era la gestión del sistema eléctrico como si fuera una sola unidad. Proponía que el conjunto de empresas de generación y de distribución, así como las redes de transporte y distribución, se coordinasen como si de una única empresa se tratara. La industria eléctrica se configuró así como un monopolio, cuyos precios de venta al público y normas de calidad debían ser fijados por el Estado a través de un organismo regulador, que en nuestro caso fue el Ministerio de Industria y, en concreto, la Dirección General de la Energía. Ahora bien, a diferencia de otros países donde el regulador se entrometía en la gestión interna de las empresas, ya fuese porque eran públicas (Gran Bretaña o Francia) o porque las tarifas se fijaban para cada empresa en función de sus costes auditados (Estados Unidos), el Estado español procuró mantenerse al margen de las relaciones interempresariales y renunció a inmiscuirse en los asuntos internos de las compañías. Una serie de funciones que en sistemas de regulación con empresas privadas ha corrido a cuenta de los reguladores (*dispatching*, control de costes, precios de intercambio de energía, planificación de inversiones) se dejaron totalmente en manos de las empresas, que se coordinaban a través de Unesa, lo que configuró un sistema de autorregulación con una mínima supervisión estatal.

La separación entre los ámbitos de decisión privado —relaciones interempresariales— y público —relaciones entre las empresas y los usuarios— tuvo consecuencias remarcables en las características de la regulación. Respecto a las tarifas, la Administración se limitó a fijar los precios máximos de venta a los abonados, pero dejó en manos de las empresas la cuestión de los precios de intercambio entre productoras y distribuidoras. La única excepción se tuvo que hacer cuando aparecían por en medio las empresas del INI, en cuyo caso el Estado reguló el precio al que las empresas privadas debían adquirir la energía térmica que produjeran las empresas públicas.

Junto con las tarifas, el sistema incluía una serie de subvenciones a las nuevas construcciones y a la generación de termoelectricidad. Las subvenciones a la inversión se limitaron a la construcción de centrales de generación. No se intentó en ningún momento subvencionar la construcción de líneas de transporte, a pesar de que era otra forma de ampliar la capacidad de suministro y, sobre todo, de garantizar la continuidad del mismo. Las compensaciones a las nuevas construcciones provendrían de un fondo dotado mediante un recargo sobre las tarifas de aplicación al público, el llamado factor «r». Los criterios para aportar los fondos —el porcentaje que facturase cada empresa— no coincidían con los de disfrute de los mismos —la actividad constructora—. El sistema beneficiaría a las empresas que dispusieran de fuentes abundantes de pre-financiación, puesto

que las subvenciones se entregarían una vez que la nueva central hubiera entrado en funcionamiento. En cambio, las inversiones en ampliación o renovación de líneas eléctricas no iban a ser objeto de compensaciones. Sería cada empresa la que financiara la totalidad de sus inversiones de este tipo a costa de sus ingresos por facturación de energía. Para entender esta diferencia se ha de tener en cuenta el carácter estratégico que la red de transmisión tenía para las compañías. La red aparece como el activo más importante de una empresa eléctrica porque delimita el mercado propio sobre el que se va a ejercer poder de monopolio o, en todo caso, fija el número y tipo de abonados de los que se extraen los ingresos. La red determina el tamaño de la empresa y su capacidad de generar ingresos y beneficios. La extensión de la red marca el ritmo de crecimiento de la empresa y constituye el medio principal de competencia a largo plazo para captar clientes. Un Estado que se había negado a entrar en la gestión diaria de las empresas aún menos podía intentar interferir en su crecimiento a largo plazo. De nuevo, las únicas excepciones aparecieron cuando estuvieron implicadas empresas públicas. De acuerdo con lo dicho, no es de extrañar que el Estado no hiciera ningún esfuerzo para planificar el crecimiento de la red. Esta tarea se encomendó a Unesa y la Administración se limitó a autorizar las inversiones que decidía cada empresa.

Un problema de difícil solución por parte de las empresas eléctricas fue el de la termoelectricidad. Su coste de producción era sustancialmente más elevado que el de la hidroelectricidad, de ahí el sesgo favorable a este segundo método de generación. Sin embargo, la energía térmica aparecía cada vez más necesaria ante el agotamiento de las localizaciones adecuadas para saltos de agua y embalses. Un obstáculo dificultaba que un pacto entre empresas permitiera el desarrollo de la termoelectricidad. Cada empresa operaba en un área geográfica determinada y las dotaciones de factores naturales de cada región española daban pie a una utilización desequilibrada de la termoelectricidad. Las empresas instaladas en zonas con saltos de agua abundantes podrían basar su servicio en la energía hidráulica, pero aquellas situadas en otras regiones se encontrarían con la necesidad de acudir a los generadores térmicos. La necesidad de quemar carbón hacía que el coste unitario de la termoelectricidad fuera más alto que el de la hidroelectricidad que, combinado con las mismas tarifas a aplicar en todo el país, hubiera supuesto un lastre en las cuentas de explotación de las empresas peor dotadas de saltos de agua y presas. La Administración tuvo que intervenir para repartir el sobrecoste de la energía de origen térmico entre todas las empresas mediante el recargo de los precios de venta al público, de nuevo el factor «r», y su distribución en función de los kWh térmicos producidos por las empresas, siempre que dicha producción hubiera sido ordenada previamente por el Estado o contase con su visto bueno.

En conclusión, la justificación económica de la regulación estuvo ligada al aprovechamiento de las externalidades de la red que, junto con el mantenimiento de la propiedad

privada de las empresas, condujo a la regulación de los precios. Para mantener el equilibrio entre las compañías se tuvo que añadir un sistema de subvenciones que fomentase el aumento de la producción e igualase las condiciones a que se enfrentaban las empresas a causa de sus distintas dotaciones de medios de generación.

4 LOS FALLOS DE LA REGULACIÓN: CONTEXTO POLÍTICO Y SELECCIÓN DE OBJETIVOS

Un tema indisolublemente unido a la intervención del Estado en los mercados es el de los fallos de la regulación. El hecho de que el mercado no cumpla todas las condiciones necesarias para que funcione correctamente no es causa suficiente para que el Estado lo regule. Debe considerarse si esta intervención puede resolver el problema o paliar la ineficiencia de forma eficaz, es decir, sin imponer más costes de los que pretenda evitar. En este sentido, es procedente preguntarse cuáles son los fallos en que puede incurrir el regulador.

Habitualmente suelen citarse dos fuentes principales de errores en la regulación económica. En primer lugar, los objetivos marcados pueden responder a intereses particulares de grupos políticos, de funcionarios o empresarios, alejados de los intereses generales. En segundo lugar, los procedimientos que se apliquen no tienen por qué ser los más adecuados. Es decir, se debe distinguir entre los objetivos que se pretenden conseguir con la regulación y la forma como ésta se desarrolla.

El primer asunto —cómo se fijan los objetivos— está íntimamente unido al sistema político porque son sus actores los que aprueban los fines y procedimientos. El régimen político dictatorial español condicionó todo el sistema regulador, no sólo en la industria eléctrica sino también en otros sectores intervenidos, como la agricultura, las relaciones laborales o la banca. En un compendio reciente de los tópicos de la regulación económica, sus autores establecieron cinco preguntas que debía responder toda buena regulación¹³. Dos de las cuestiones tienen implicaciones políticas claras. Toda buena regulación debería estar respaldada por el poder legislativo y, en segundo lugar, sus procedimientos han de ser imparciales, fáciles de entender y transparentes. Obviamente, nuestros autores dan por supuesta la vigencia de un sistema democrático, con separación de poderes, de tal manera que el poder ejecutivo en el que se encuentran inmersos los órganos reguladores se distingue del poder legislativo, que representa a la voluntad popular. El respaldo parlamentario a la regulación garantiza que se cuente con un consenso mínimo entre los distintos intereses en juego o que, al menos, se haya tenido la oportunidad de desvelar qué intereses están siendo servidos por encima

de los demás. El régimen franquista no separaba en absoluto el poder ejecutivo del legislativo, porque concentraba los dos en la persona del Caudillo. La respuesta a la pregunta de si la regulación eléctrica española contaba con la aprobación del órgano legislativo competente ha de ser obligatoriamente afirmativa, pero carece de sentido. Los objetivos de la regulación eléctrica estuvieron sometidos en todo momento a los fines rectores del sistema político español: la supervivencia política de Franco, que pasaba por el acomodamiento de las familias del Régimen y los intereses empresariales con acceso directo al Gobierno. Los «intereses generales» de este sistema se correspondían con los de sus actores, entre los que no se encontraba la mayor parte de la población. A ésta sólo le cabía esperar que se le asegurase un mínimo de bienestar material para evitar problemas de orden público, lo que se tradujo en uno de los objetivos principales de la regulación de las TTU: la eliminación de las restricciones eléctricas. Sin embargo, el funcionamiento del sistema político franquista supone un problema a la hora de esclarecer los objetivos de sus políticas y, en concreto, de las económicas. Los gobiernos apenas presentaron programas económicos explícitos y cada Ministerio actuó con un gran margen de libertad dentro de sus competencias, lo que configuró una Administración compartimentada y descoordinada. La regulación eléctrica, como no podía ser menos, estuvo sometida a los vaivenes que agitaron a los grupos y personalidades que deambulaban por los entresijos de las instituciones del franquismo.

La segunda pregunta —la transparencia de la regulación—, también se encuentra condicionada por el régimen político. Si sólo se tenían en cuenta los intereses de los grupos con peso político, sólo hacía falta que el sistema estuviera claro para ellos. La regulación eléctrica fue el resultado de acuerdos y negociaciones entre las instancias políticas y la gran patronal, pero su desarrollo se encomendó a funcionarios del Estado y de las grandes empresas eléctricas. Nadie más tenía por qué llegar a comprender el sistema. La única preocupación de puertas afuera fue que se mantuviese un mínimo de calidad del servicio o que sus deficiencias no estuvieran excesivamente extendidas.

En conclusión, la regulación de la industria eléctrica durante el franquismo difícilmente podía responder al «interés general», si por tal entendemos el que redunde en el máximo bienestar del conjunto de la comunidad, que en términos económicos se concreta en la búsqueda de la mayor eficiencia asignativa, productiva y dinámica. Los objetivos de la regulación respondieron a los intereses de los grupos y personas con posibilidad de participar en el juego político.

La argumentación anterior nos lleva a considerar el tema de la captura del regulador. Esta tesis, original de la escuela de Chicago, afirma que siempre que exista la posibilidad de ganar rentas de monopolio se formará un mercado donde se intercambie el producto «regulación». La industria demandará una legislación que le permita apro-

piarse de las rentas de monopolio, mientras que la oferta la ejercerán los productores de legislación, los políticos, que buscan la maximización de los votos. Así planteada, esta teoría no acaba de casar con el régimen franquista, donde a nadie le interesaban los votos, pero las conclusiones sí son de interés. Según la tesis de la captura de los reguladores por los regulados, los grupos pequeños bien organizados —en este caso, las grandes empresas eléctricas y su sociedad Unesa— prevalecerán siempre sobre los muy numerosos y mal organizados —los consumidores, las empresas usuarias de la electricidad, las pequeñas productoras o distribuidoras—. En la industria eléctrica española durante el franquismo cabría hablar de captura sólo en el sentido de que el regulador atendió con solicitud las necesidades de la industria. Sin embargo, el Estado exigió contrapartidas, que se tradujeron en que el sector mantuviese su compromiso de fidelidad política y asistiese al Régimen evitando problemas de escasez de energía y, en años posteriores, como soporte al control de la inflación. En consecuencia, debería hablarse más de pacto político implícito entre el nuevo Estado y las grandes empresas que de captura.

5 LOS FALLOS DE LA REGULACIÓN: LAS TÉCNICAS DE REGULACIÓN

La segunda fuente de donde proceden los fallos de la regulación está relacionada con su aplicación: el control de su ejecución, la capacidad técnica de los reguladores y los efectos de sus actuaciones, es decir, la adecuación de las técnicas reguladoras para conseguir los objetivos perseguidos. Estas cuestiones están fuertemente condicionadas por la información a disposición del regulador acerca de la estructura de la industria, el funcionamiento de las empresas y las consecuencias de las acciones reguladoras. El regulador difícilmente dispondrá de la misma información, en cantidad y calidad, que las empresas reguladas. Aparte de la dificultad de que un solo organismo recoja y procese la información procedente de un gran número de empresas, cada una con su idiosincrasia, el punto esencial radica en que la mayor parte de la información la generan las propias empresas reguladas. Se abre así la posibilidad de la utilización estratégica de la información por parte de las compañías para configurar la regulación a su conveniencia. La falta de información adecuada condiciona las decisiones del regulador y en la medida en que carezca de conocimientos suficientes de las condiciones de la industria, de la respuesta de las empresas y de los efectos finales de sus actuaciones, los errores se hacen más probables. El sistema de obtención y tratamiento de la información aparece como uno de los elementos básicos para la eficacia de toda regulación. Íntimamente ligado con el tema

de la información está el de los incentivos. La implantación y desarrollo de un sistema regulador con información deficiente implica la generación de unos incentivos que influirán sobre las decisiones de los agentes económicos de un modo difícilmente previsible. Y aún debemos añadir el problema de la consistencia temporal de la regulación: la continuidad a lo largo del tiempo de los esquemas reguladores y la interferencia que pueden ejercer otros objetivos del regulador ajenos a la actividad intervenida. Los objetivos del regulador pueden cambiar a lo largo del tiempo, por lo que existe siempre un cierto grado de incertidumbre a causa de la capacidad del legislador para cambiar las reglas del juego —el llamado riesgo de la regulación—. Dada la naturaleza de dicho riesgo, no puede ser asegurado y las empresas deben asumir todas sus consecuencias. En el caso español, este problema se vio agravado por la opacidad y discrecionalidad de todas las actuaciones del Estado.

La obligación de mayor calado que la Administración impuso a las empresas eléctricas fue la garantía del suministro sin interrupciones, en unas condiciones mínimas de calidad, y el acceso al servicio a toda la población. En segundo lugar, ordenó la gestión unificada de la red para aprovechar las ventajas inherentes a la coordinación de las actividades de suministro de electricidad. Sin embargo, el Estado renunció a entrar en la gestión diaria de la red, tarea que encomendó a Unesa como asociación autorreguladora formada por las grandes empresas privadas. Esta dejación significó que la Administración no iba a inmiscuirse en las relaciones entre las empresas privadas. Iban a ser éstas las que acordasen las centrales que funcionarían en cada momento, las cantidades de energía de intercambio entre las empresas y los precios. El Estado se reservó, no obstante, la capacidad de ordenar el transporte de energía por la red siempre que lo considerase conveniente, así como las condiciones en que habría de realizarse, en caso de que las empresas no llegaran a un acuerdo. Esta competencia no era más que una aplicación del ofrecimiento por parte de la Administración de resolver las discrepancias que pudieran surgir entre las empresas, siempre que éstas se mostrasen incapaces de llegar a un acuerdo.

Así como la Administración se desinteresó por el manejo de la red, tampoco quiso entrar en su creación y desarrollo. Las decisiones de inversión en instalaciones de generación y transmisión se dejaron enteramente en manos de las empresas, que determinaron el tipo de instalaciones que se construirían, su ubicación y los plazos de entrada en funcionamiento. El Estado se limitó a otorgar la autorización final para la puesta en marcha del proyecto. Si bien el Estado delegó la gestión y ampliación de la red en las empresas del sector, la gestión fue asumida desde el Repartidor de Cargas (RECA) de Unesa, por lo que cabe pensar que existió una coordinación efectiva desde ese momento y que Unesa actuó como un autorregulador. En cambio, hasta 1965 no se creó en el seno de Unesa un grupo de coordinación de las inversiones; hasta esa fecha cada empresa decidía

por sí misma las inversiones a desarrollar dentro de su mercado propio y en lo referente a las líneas de transporte y distribución de su propiedad, por lo que en este campo ni siquiera podríamos hablar de autorregulación.

El RECA de Unesa se constituyó en el núcleo del sistema eléctrico. Hasta 1953 se había estado funcionando mediante sistemas regionales más o menos coordinados y a partir de este año se centraliza el *dispatching*. El RECA se encargaba de preparar los programas de intercambio, vigilaba su cumplimiento, atendía los imprevistos y preparaba las liquidaciones de la energía intercambiada entre las empresas. Los programas del RECA obligaban a las empresas por el acuerdo de las empresas, sin sustento legal al menos hasta 1972¹⁴.

Junto con la autorregulación, el Estado creó un sistema de incentivos directos mediante las subvenciones a las nuevas construcciones y la producción de energía térmica, cuya recepción se condicionó a la aplicación de las Tarifas Tope Unificadas. Las normas dictadas por el Estado estipularon las condiciones que deberían cumplirse para beneficiarse de las subvenciones. En el caso de las nuevas construcciones no se impuso ningún tipo de requisito. Distinto fue el caso de las ayudas a la producción de termoelectricidad. Se supeditó el derecho a recibirlas a que la producción hubiera sido autorizada previamente por la Administración y, asimismo, fijó el precio de intercambio de esta energía.

Una vez consignadas las normas que iban a regir el sistema de subvenciones, se encomendó su gestión a otro organismo autorregulador, Ofile, cuya titularidad correspondía también a Unesa y las grandes empresas del sector. Ofile se dedicaría a repartir las subvenciones de acuerdo con las normas e instrucciones emanadas del Ministerio de Industria y se encargaría de verificar la certeza de los datos incluidos en las solicitudes de las empresas. De nuevo, la Administración se limitó a reservarse el visto bueno final de los expedientes.

Respecto a la acción directa del Estado, que se materializó a través del INI, poco se puede decir, porque las empresas públicas no fueron más que un añadido que casaba mal con el conjunto de la regulación, que se vio obligada a incluir una serie de excepciones a las normas generales para poder integrar a estas sociedades. La presencia del INI tenía que chocar necesariamente con la autorregulación del sistema puesto que suponía la comparecencia de un agente del Estado en el ámbito de las relaciones interempresariales. Las empresas públicas se dedicaron preferentemente a construir centrales térmicas, que durante la mayor parte del período no gozaron del aprecio de las compañías privadas. De esta manera, el Estado proveyó de energía térmica, cuyos costes de producción eran sustancialmente más elevados, a las empresas distribuidoras, las cuales se encontraban controladas por las grandes empresas privadas, cuando no eran éstas directamente las que atendían a los usuarios finales.

En resumen, el Estado se limitó a ordenar la garantía del suministro, pero dejó los detalles en manos de las empresas. El sistema se basaba principalmente en la autorregulación y en unos incentivos a la inversión y la producción de termoelectricidad. El Estado evitó en la medida de lo posible entrar en los asuntos internos de las empresas o en sus relaciones mutuas y se conformó con fijar las condiciones de cara a los usuarios. Tampoco se mostró muy dispuesto a supervisar de cerca a los organismos reguladores. Se limitó a exigir que las empresas contasen con la autorización previa de todas las decisiones que pudieran tener alguna incidencia de puertas afuera de la industria (inversiones, absorciones, recepción de subvenciones, etc.), así como a arbitrar entre los intereses enfrentados, pero no se molestó en montar un organismo especializado sino que concentró todas estas actuaciones en la D. G. de la Energía del Ministerio de Industria. En todo caso, se reservó el derecho a modificar las decisiones adoptadas por las empresas o los organismos reguladores, aunque pocas veces llegara a ejercerlo. En todo momento, el Ministerio actuó sin fuentes de información independientes de las empresas privadas y sin medios para auditar la información proporcionada por éstas, que era, a fin de cuentas, la única disponible¹⁵.

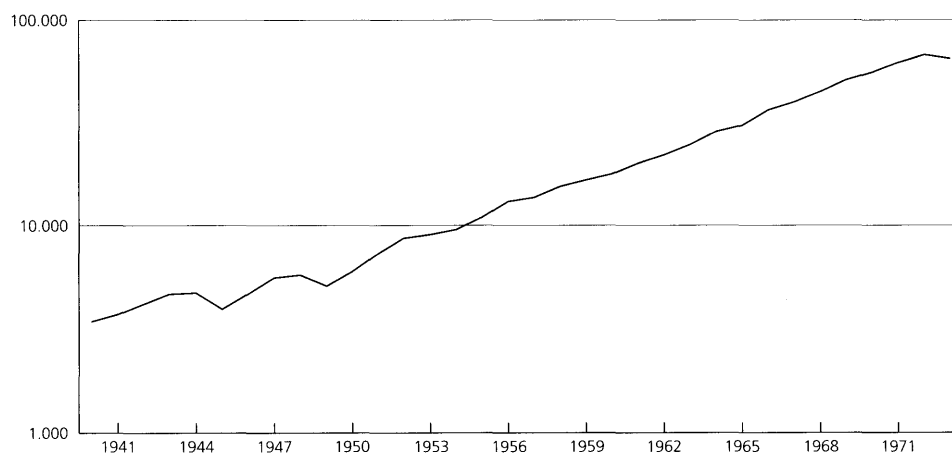
6 PRODUCCIÓN, PRECIOS Y RENTABILIDAD

El desinterés del Régimen por la industria eléctrica sólo se rompió cuando los cortes de fluido pusieron en serio peligro la supervivencia de la economía española. No resulta extraño que la suficiencia del suministro se convirtiera en la meta final de la regulación del sector en los años posteriores. En las próximas páginas revisaremos hasta qué punto se alcanzaron los objetivos perseguidos, lo que nos servirá para ofrecer una panorámica de la evolución del sector entre 1939 y 1973.

6.1 PRODUCCIÓN

El Ministerio de Industria publicó entre 1948 y 1958 una serie de trabajos, de aparición irregular, dedicados a presentar la situación de la industria eléctrica en España¹⁶. En estos estudios se presentan las diversas series de producción disponibles por entonces. Para los años 1929-1941 sólo existía la elaborada por la Cámara Oficial de Productores y Distribuidores de Electricidad. A partir de 1942 se disponía de las cifras aportadas por el Sindicato Nacional de Agua, Gas y Electricidad y el Consejo de Industria,

GRÁFICO 1 Producción de electricidad (GWh)



Fuente: Ministerio de Industria, *Estadística de la energía eléctrica en España*.

publicadas regularmente en *Datos estadísticos técnicos de las centrales eléctricas españolas*, ediciones de 1942 a 1964. En 1946 el Ministerio había empezado a elaborar una serie propia con la información proporcionada por un grupo de grandes empresas integradas en Unesa. Finalmente, el Ministerio asumió a partir de 1956 las competencias de recopilación estadística detentadas hasta entonces por el Sindicato y que se publicaría más adelante con el título de *Estadística de la Industria de Energía Eléctrica de España*¹⁷.

La serie que el Ministerio consideraba más correcta, representativa de la producción eléctrica española, estaba formada por los datos de la Cámara hasta 1941, los del Sindicato entre 1942 y 1955 y, en adelante, las cifras preparadas por el propio Ministerio. Ésta es la serie que presentamos en el gráfico 1. Se ven inmediatamente las dificultades experimentadas en la década de los cuarenta, cuando la producción total en algunos años fue inferior a la del año precedente. La serie pierde las oscilaciones en la segunda mitad de los años cincuenta, en coincidencia con la implantación de las TTU. Esto ha servido para destacar el éxito de la regulación establecida a principios de la década.

La desaparición de las restricciones —las últimas se impusieron en 1957— bastaría para proclamar el éxito del nuevo sistema, que habría dado a las empresas los incentivos que necesitaban para reemprender la construcción de nuevas instalaciones.

La actualización de las tarifas habría generado las expectativas suficientes para recomponer la rentabilidad esperada del negocio eléctrico en España.

6.2 PRECIOS

Las empresas, como el Ministerio, consideraban que el problema más grave del sector en los años cuarenta había sido la congelación de precios. Ni los contemporáneos ni la investigación histórica nos proporcionan precios de la electricidad antes de la Guerra Civil, por lo que resulta difícil calcular las pérdidas sufridas por las empresas a causa de la inflación. De acuerdo con los trabajos más recientes, el deflactor del PIB entre 1935 y 1952 aumentó un 580%¹⁸. Según los cálculos del Ministerio, que sirvieron para la fijación inicial de las TTU, el precio medio de la electricidad en 1935 se situó en 14,52 cts/kWh y estableció el precio final, incluido el factor «r», en 31,78 cts/kWh, lo que representa un incremento del 119%¹⁹.

La discrepancia entre la actualización tarifaria y la evolución del nivel general de precios justificaría la queja dirigida al Ministerio de Industria por Unesa con ocasión de la primera revisión de las tarifas, a finales de 1953. La patronal insistió en que las TTU «no han satisfecho totalmente las aspiraciones de esta industria» y que si las aceptaron fue por la promesa contenida en la legislación de que las tarifas «serían revisadas automáticamente en los años venideros por la simple corrección de unos índices cuya determinación pueda realizarse de forma clara y precisa»²⁰.

De acuerdo con estas declaraciones, cabría considerar la hipótesis de que la congelación de las tarifas no llegó a poner en peligro el equilibrio financiero de las empresas, al menos no de forma generalizada. Si las empresas aceptaron, aunque a regañadientes, una actualización de tarifas insuficiente para compensarlas por las pérdidas causadas por la inflación de guerra y posguerra, entonces podemos sospechar que dispusieron de mecanismos correctores para evitar parte de la erosión monetaria. Las empresas no habrían puesto sus esperanzas tanto en el nivel tarifario consagrado por las TTU como en la promesa de actualización periódica. Se ha de tener en cuenta que los precios congelados no eran siempre los que se estuvieron cobrando a los usuarios, sino los precios máximos autorizados. Como se ha dicho al principio de este capítulo, el suministro de electricidad ha requerido de un modo u otro la intervención de alguna Administración pública. Esta circunstancia dio ocasión para exigir que la compañía beneficiaria declarara las tarifas máximas que cobraría a los usuarios. En la mayoría de los casos éstas son las tarifas que se congelaron. Sin embargo, las reducciones de costes asociadas al suministro en gran escala de energía eléctrica obtenidas antes de la Guerra Civil permitieron a las empresas ofrecer precios de venta inferiores a las tarifas

TABLA 1 Ingresos de las quince empresas eléctricas informadas por el Ministerio

| | VALORES NOMINALES | | | VALORES REALES (1995=100) | | |
|------------------|-------------------|-------------|---------------|---------------------------|---------------|---------------|
| | 1935 | 1947 | Variación (%) | 1935 | 1947 | Variación (%) |
| Ingresos | 310.736.914 | 885.274.981 | 184,9 | 722.643.986 | 578.611.099 | -19,9 |
| Gtos.explotación | 147.052.033 | 592.129.599 | 302,7 | 341.981.472 | 387.012.810 | 13,2 |
| Margen | 163.684.881 | 293.145.382 | 79,1 | 380.662.514 | 191.598.289 | -49,7 |
| kWh facturado | — | — | — | 2.143.356.044 | 4.102.485.396 | 91,4 |
| Precio medio | 14,5 | 21,58 | 48,8 | 33,72 | 14,10 | -58,2 |

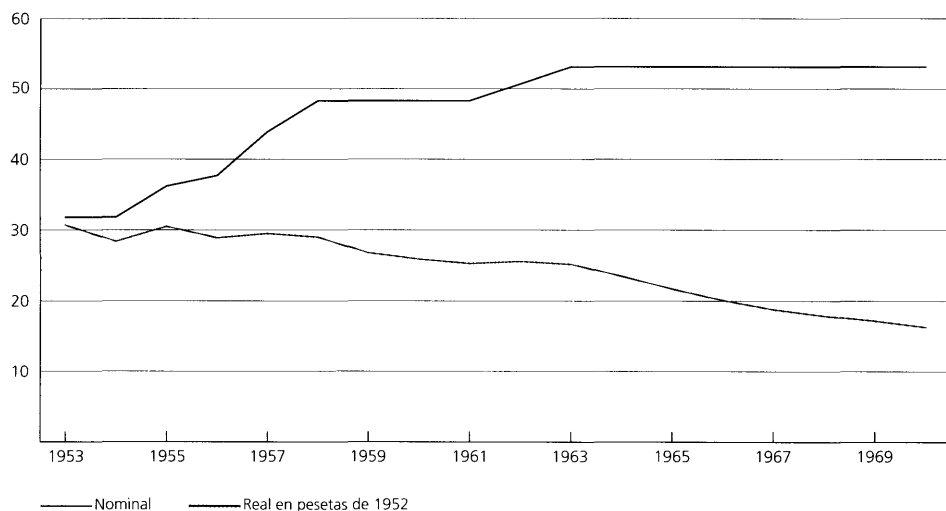
Fuente AGA, sección Industria, caja 10503. Valores nominales (ingresos, gastos y margen) en pesetas corrientes. Valores reales deflactados con el deflactor del PIB pm de Prados de la Escosura (2003). Precios medios en cts./kWh. Los gastos de explotación no incluyen amortizaciones materiales ni cargas financieras.

máximas declaradas²¹. Muy probablemente, las empresas todavía dispusieron de margen para incrementar sus ingresos durante la posguerra mediante el alza de los precios cobrados de forma efectiva hasta llegar al límite de los autorizados. Otra fuente de incremento de ingresos debió ser el aumento de los kWh facturados, aunque supusiera también el aumento de los costes de producción. A fin de cuentas, a mediados de los años treinta existía todavía capacidad de producción ociosa, especialmente procedente de Saltos del Duero.

La información declarada por las compañías al Ministerio de Industria indica que consiguieron aumentar sus ingresos por kWh en casi un 50% entre 1935 y 1947 [véase tabla 1] y los kWh facturados, en más de un 90%. Sin embargo, la situación difiere si tenemos en cuenta la pérdida de valor del dinero provocada por la inflación. El precio medio se redujo casi un 60% en términos reales entre 1935 y 1947, mientras que los ingresos totales retrocedieron prácticamente un 20%. Las empresas, al parecer, consiguieron contener el aumento de los costes de explotación a un mero 13%, a pesar del proceso inflacionista. La fuente no proporciona información acerca de las amortizaciones y las cargas financieras, pero fuera cual fuese la evolución de éstas, las empresas disponían en 1947 de un 50% de recursos reales menos que en 1935.

Si las TTU no satisficieron plenamente a las empresas privadas en lo referente a la actualización inicial de las tarifas, tampoco vieron hacerse realidad la revisión automática de las mismas. En la legislación se afirmaba que se procedería a su retoque de acuerdo con un índice de corrección, cuyos elementos de cálculo quedaron claramente determinados desde el principio²². Sin embargo, siempre que Unesa solicitó la renovación cuando el índice en cuestión sobrepasaba el límite legal establecido, el Ministerio se limitaba a solicitar información adicional y a retrasar la revisión tarifaria. Al final, el Ministerio

GRÁFICO 2 Precio medio (con recargo) de la electricidad (cts./kWh)



Fuente BOE, Decretos y Órdenes de actualización de las TTU y Órdenes de modificación del complemento r. Precio nominales deflactados con el deflactor del PIBcf (Prados de la Escosura, 2003, cuadro M.6).

retocaba las tarifas, tarde y en medida insuficiente en opinión de las empresas privadas, por lo que no puede evitarse pensar que la decisión tenía un carácter político, al margen del presunto automatismo que le concediera la ley²³. El gráfico 2 muestra claramente que hasta 1958 la patronal consiguió arrancarle al Ministerio actualizaciones periódicas y contener la erosión causada por la inflación, aunque siempre mostraron su insatisfacción tanto con la cuantía como con el calendario. Sin embargo, a partir de 1959 y a lo largo de toda la década de los sesenta el Ministerio decidió mantener las tarifas congeladas, con la excepción de un ligero retoque en 1962. Dada la inflación crónica que caracterizó la economía franquista, los precios medios de la electricidad disminuyeron en términos reales.

En resumen, nos encontramos con unas empresas que vieron dañadas sus cuentas de explotación por la inflación de la inmediata posguerra y que aceptaron una actualización de tarifas que no les devolvía a la situación anterior a la Guerra Civil, sino que consolidaba la pérdida generada por el proceso inflacionista. Puesto que admitieron la reforma tarifaria, debieron considerar que su situación financiera sería suficientemente sana si se atendía a las actualizaciones de precios de forma automática, en función de

los efectos que la inflación iba a ejercer sobre los elementos específicos de la actividad eléctrica. Sin embargo, desde finales de los cincuenta se volvieron a congelar las tarifas. De acuerdo con los argumentos esgrimidos por las empresas en los años cuarenta, la rentabilidad de las inversiones tendría que haber vuelto a ser de nuevo insuficiente para captar los fondos necesarios para cumplir con el objetivo de expandir la capacidad de producción. En consecuencia, las construcciones tendrían que haberse detenido. Como veremos a continuación, esto no sucedió y se plantea la cuestión de cómo pudo evitarse la detención del proceso inversor en la década de los sesenta cuando se dieron las mismas circunstancias esgrimidas por las empresas veinte años antes para justificar la paralización de las construcciones.

6.3 INVERSIONES

En la tabla 2 se presenta la ampliación de la capacidad de producción erigida en cada década. Se advierte rápidamente que no existió ninguna crisis de construcciones en los años sesenta. Al contrario, fue éste el período en el que mayor cantidad de unidades de potencia se añadieron al sistema eléctrico español. El impulso inversor tampoco se limitó a las grandes empresas sino que, en general, todo el sector participó en la fiebre inversora. Las cifras de ampliación de capacidad en términos anuales permiten precisar algo más el calendario de los ciclos de inversión. El gráfico 3 muestra el porcentaje de unidades de potencia que entraron en servicio en cada año. Dado que se consideraba que, por término medio, transcurrían unos cuatro años desde el diseño de una central hasta su conexión a la red, las decisiones de inversión se han de situar con cuatro años de antelación, como mínimo, antes de la fecha indicado en el gráfico.

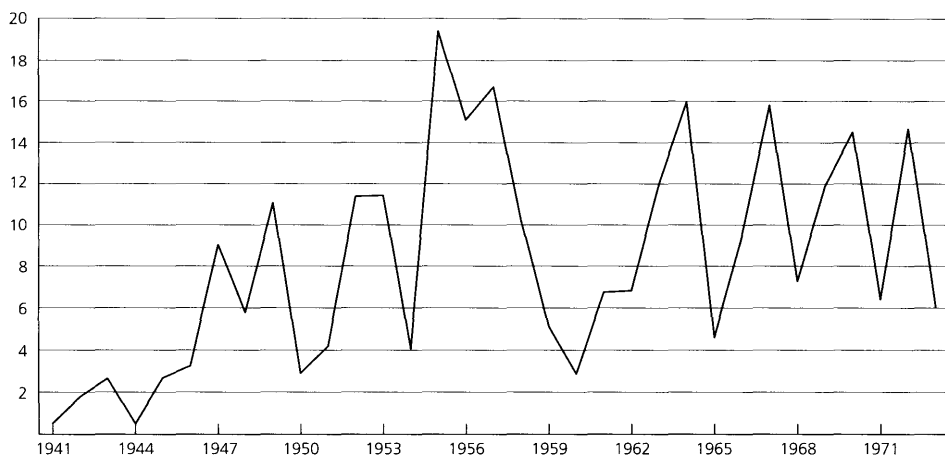
Las primeras normas de aplicación de las TTU se publicaron a finales de 1951, por lo que consideraremos que la capacidad de producción puesta en marcha antes de 1955 corresponde a decisiones de inversión adoptadas antes de que se tuviera la certeza de que la reforma tarifaria se llevaría a cabo. Así pues, las cifras del gráfico correspondientes a 1947-1949 y 1952-1953 no cabe atribuirlos a centrales construidas bajo el influjo de las TTU. Corresponderían a centrales que empezaron a construirse inmediatamente acabada la guerra o, incluso, con anterioridad. La política autárquica introdujo una serie de inconvenientes que afectaron profundamente a las inversiones de las compañías eléctricas. Las dificultades para importar maquinaria, los problemas de transporte internos, el desabastecimiento provocado por la asignación administrativa de materiales y los atrasos provocados por la burocracia, que debía conceder todo tipo de permisos, ayudan a entender las quejas de la época. Las empresas privadas lamentaban los problemas continuos con que se encontraban para obtener los permisos, cupos

TABLA 2 Variación de la potencia instalada (en kW)

| | HIDRAULICA | TÉRMICA | NUCLEAR | TOTAL |
|-------------------------|------------|---------|---------|--------|
| Total nacional | | | | |
| 1942-50 | 530 | 252 | 0 | 782 |
| 1950-60 | 2.694 | 1.320 | 0 | 4.014 |
| 1960-70 | 6.283 | 4.921 | 153 | 11.357 |
| Grandes empresas | | | | |
| 1942-50 | 435 | 237 | 0 | 672 |
| 1950-60 | 2.426 | 1.032 | 0 | 3.459 |
| 1960-70 | 5.752 | 4.075 | 153 | 9.980 |
| Otras empresas | | | | |
| 1942-50 | 95 | 15 | 0 | 110 |
| 1950-60 | 268 | 288 | 0 | 555 |
| 1960-70 | 531 | 846 | 0 | 1.377 |

Fuente Datos estadístico-técnicos de las centrales eléctricas y Estadística de la energía eléctrica.

GRÁFICO 3 Tasa de variación de la potencia instalada (%)



Fuente UNESA, Memoria estadística.

de materiales y licencias de importación. En consecuencia, las obras progresaban con lentitud o, simplemente, se detenían, alargando los tiempos de realización de las construcciones.

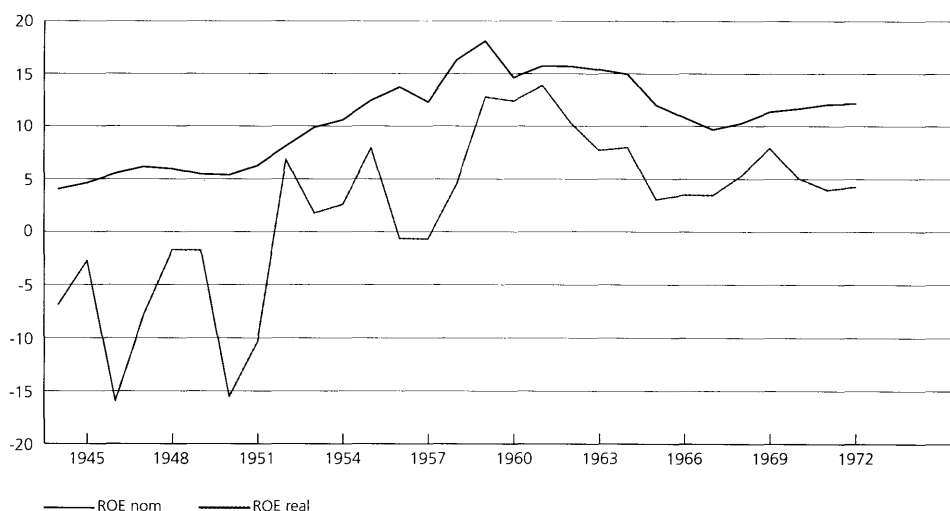
La aprobación de las TTU debió tener un efecto positivo inmediato sobre los planes de inversión de las empresas. Esto se reflejaría en las cifras de nueva capacidad puesta en servicio en 1955-1958 que, en los términos relativos en que las estamos considerando, son las más altas de todo el período. Sin embargo, la segunda mitad de los cincuenta vio cómo las compañías flaqueaban en sus propósitos inversores, tal como exhiben las cifras de 1959-1962. El nuevo régimen económico posterior a la estabilización de 1959 afloró los proyectos de obras de las empresas privadas, puesto que a partir de 1963 las ampliaciones de capacidad se mantienen en niveles altos, aunque muy irregulares debido a las indivisibilidades provocadas por las grandes centrales que se pusieron en marcha en estos años²⁴.

6.4 RENTABILIDAD

Las cifras de rentabilidad disponibles [gráfico 4], basadas en la información contable de las grandes empresas, dejan ver que los beneficios nunca fueron negativos en términos nominales, pero sí lo fueron en los años cuarenta cuando descontamos la inflación. La situación mejora en los primeros años de la década de los cincuenta. La rentabilidad nominal empieza a crecer y la real se convierte en positiva. Obsérvese que los cambios empezaron antes de la entrada en funcionamiento de las TTU, que fueron efectivas a partir de 1953, pero las cuentas ya presentaban mejoras en 1952. La rentabilidad siguió progresando hasta finales de la década, cuando se superó el nivel del 15% nominal, que se mantuvo durante la primera mitad de la década siguiente. El último lustro vio como la rentabilidad descendía, aunque sin apenas rebasar el nivel del 10%. La moderación de la inflación permitió que la rentabilidad real se mantuviera en valores positivos.

El examen de los ingresos y gastos por kWh puede servir para plantear alguna hipótesis sobre las causas de que la congelación de las tarifas no afectara negativamente a la rentabilidad, lo que permitió que continuara el proceso inversor. En el gráfico 5 vemos lo reducido que fue el margen de explotación en los años cuarenta que, sin embargo, se amplió ya desde el año 1951, sin esperar a que entraran en funcionamiento las nuevas tarifas. Este último acontecimiento podría explicar el nuevo aumento que se registra entre 1954 y 1956. A partir de entonces, el margen va a mantenerse en un valor real constante hasta el final del período. En cuanto a los ingresos unitarios, también mejoraron desde el inicio de la década de los cincuenta, sin que las

GRÁFICO 4 Rentabilidad financiera de las grandes empresas eléctricas (%)

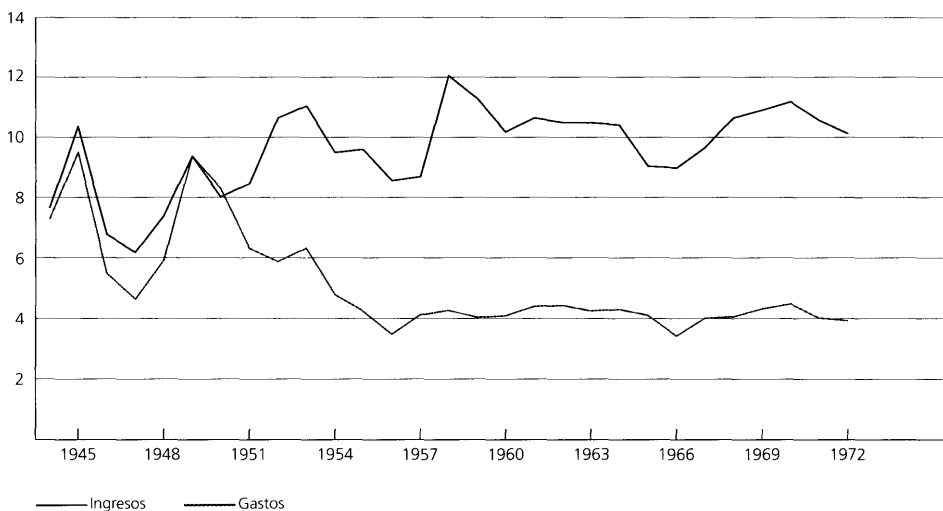


Fuente: *Memorias de las empresas, Agenda Financiera del Banco de Bilbao, Anuario Financiero y de Sociedades Anónimas de España*. Beneficio antes de impuestos dividido entre los fondos propios. Rentabilidad real obtenida restando a la nominal la tasa de variación del deflactor del PIBpm de Prados de la Escosura (2003). Datos ponderados de las siguientes empresas: ERZ, FENOSA, FECSA, Gallega de Elec., H. Cantábrico, H. del Chorro, H. Española, Iberduero, Mengemor, Sevillana de Elec., Unión Eléc. y Viesgo.

oscilaciones que provocaba la inflación permitieran entrever una mejora sustancial en los años posteriores.

En resumidas cuentas, las TTU permitieron estabilizar los ingresos unitarios de las compañías privadas sin que, no obstante, les facilitaran un aumento progresivo mientras estuvieron vigentes. A tenor de las declaraciones de la patronal, tampoco habrían conseguido recuperar el nivel anterior a la Guerra Civil. Diferente fue lo sucedido con los gastos unitarios. Descendieron a lo largo de la primera mitad de los cincuenta hasta estabilizarse en un nivel bajo, donde se mantuvieron hasta principios de los setenta. En consecuencia, la recuperación de la rentabilidad debería atribuirse antes a la reducción de los costes de explotación que a la mejora de los ingresos que hubiera traído consigo la implantación de las TTU. Si bien existen varias maneras de rebajar los costes de funcionamiento de una empresa, las compañías eléctricas disponen de una vía especialmente potente, como es el aprovechamiento de las economías de escala ligadas a la construcción de grandes centrales de generación. En el gráfico 6 se ve cómo fue aumentando la potencia media de las nuevas centrales generadoras, un fenómeno que cobró especial relevancia en la década de los sesenta.

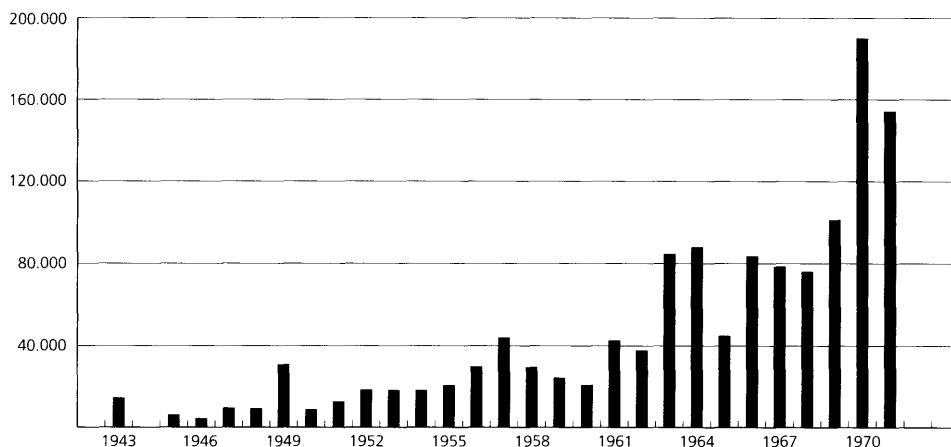
GRÁFICO 5 Ingresos y gastos de explotación unitarios (ptas. 1995/kWh)



Fuente: Memorias de las empresas, *Agenda Financiera* del Banco de Bilbao, *Anuario Financiero y de Sociedades Anónimas de España*. Cifras deflactadas con el deflactor del PIBpm de Prados de la Escosura (2003). Promedio de los ingresos y gastos unitarios de las empresas ERZ, Fenosa, FECSA, Gallega de Elec., H. Cantábrico, H. del Chorro, H. Española, Iberduero, Mengemor, Sevillana de Elec., Unión Eléc. y Viesgo.

Si la situación financiera de la industria eléctrica cambió gracias a las mejoras experimentadas en el lado de los costes, el efecto positivo de la reforma tarifaria debería rebajarse. Las TTU afectaron especialmente a los ingresos, ya fuera por la actualización de los precios de aplicación a los usuarios o las subvenciones otorgadas a las empresas. Sin embargo, nada en el sistema de regulación influyó en la selección del tipo de activos fijos en que debía invertirse. La regulación pretendía incentivar la construcción de centrales y líneas, pero no fijó ningún tipo de criterio de selección de tecnología, equipos, materiales, etc. Estas decisiones correspondieron enteramente a las empresas que, independientemente de la regulación, habrían optado por invertir en tecnologías con fuertes economías de escala, reduciendo así sus costes unitarios, en beneficio de sus cuentas de explotación. La cuestión es, entonces, por qué no aplicaron esta misma estrategia en los años cuarenta. Una explicación posible tendría en cuenta las dificultades con que se encontraron las empresas en los años cuarenta. No sólo tenían congeladas las tarifas, sino que se encontraron con enormes dificultades para obtener los materiales y equipos necesarios para completar las centrales que tenían en construcción. Estos problemas procedían sobre todo de la aplicación de la política autárquica

GRÁFICO 6 Potencia media de las centrales puestas en servicio cada año (kW)



Fuente: Ministerio de Industria, *Documentos azules y Estadística de la Industria de Energía Eléctrica*.

y de la asignación administrativa de bienes y servicios. Las empresas se veían con dificultades para importar equipos, que se superpusieron a las distorsiones y escaseces provocadas por la guerra mundial, pero que continuaron una vez acabada ésta. Tampoco pudieron disponer de los materiales de producción nacional en las cantidades, calidades y momentos precisos, a causa de la ineficiencia introducida por el nuevo Estado, que decidió que la administración pública podía distribuir los bienes y servicios en mejores condiciones que la iniciativa privada a través de los mercados. Todos estos problemas empezaron a ceder a partir de 1951, cuando el Régimen emprendió el camino de las reformas y fue abandonando poco a poco las peores prácticas autárquicas e intervencionistas. De esta manera, las empresas eléctricas pudieron mejorar sus suministros de bienes importados y nacionales, tanto más cuanto que el Gobierno situó a esta industria entre las de atención preferente, que supuso, entre otras cosas, disfrutar de las divisas obtenidas de la ayuda americana²⁵. Las nuevas circunstancias habrían permitido reemprender las obras en líneas y centrales, acceder a las tecnologías foráneas mediante la importación de equipos y disponer de los materiales necesarios, en las cantidades y calidades precisas. En este contexto, las TTTU habrían cumplido con un papel auxiliar: habrían generado unas expectativas de actualización continua de las tarifas y, con ellas, de los ingresos, reforzando de esta manera las economías de escala que se esperaba llegar a aprovechar cuando las nuevas centrales entraran en funcionamiento.

En consecuencia, de acuerdo con esta interpretación, la congelación de precios por sí sola no explica las dificultades de las empresas en los años cuarenta, ni la paralización de las inversiones. Tanta o más importancia habría tenido la política autárquica e intervencionista aplicada por los gobiernos de Franco. En la posguerra se interrumpió la asimilación de innovaciones tecnológicas y, en consecuencia, de rebajas de costes o mejoras de eficiencia. De ahí la compresión de márgenes de beneficios, dado que también los precios de venta estaban congelados. A medida que se fue deshaciendo la política económica de los primeros gobiernos franquistas, se reemprendieron las inversiones y mejoró la rentabilidad, incluso cuando se volvieron a congelar las tarifas en los años sesenta.

CONCLUSIONES

El gran objetivo que recayó sobre las Tarifas Tope Unificadas y su sistema de subvenciones fue resolver definitivamente el grave problema de escasez de electricidad que sufrió el país en los años cuarenta. El Régimen sólo se ocupó de la industria eléctrica cuando se vio forzado a aplicar las primeras restricciones, lo que indica que no existía ninguna estrategia política de cara a este sector, ni se le atribuía ningún papel especial en los planes de reconstrucción económica y de industrialización. En los primeros años de la posguerra tan sólo ha sido posible observar la preocupación de INI por asegurarse un suministro autónomo a sus proyectos empresariales.

La vía para ampliar la capacidad de suministro consistía en construir nuevas centrales y conectar las redes regionales formando una red nacional unificada. Dadas las características de monopolio natural de la industria eléctrica, el sector se vio abocado a la regulación. Algún organismo del Estado estaba obligado a fijar precios, ordenar la puesta en funcionamiento de las centrales y a planificar la extensión de la red. Este problema de coordinación se resolvió en otros países europeos mediante la nacionalización de las empresas privadas o regulando con todo detalle la actuación de las compañías privadas. En España, sin embargo, el dominio que ejercían las grandes empresas en el sector condujo a contar con su colaboración en cualquier intento de regular la industria. La baza nacionalizadora, que fue esgrimida como amenaza desde esferas falangistas o del INI, resultó lo suficientemente creíble como para forzar a las grandes empresas a embarcarse en la formación de una red eléctrica nacional. La necesidad de la misma había sido sentida desde antes de la guerra, pero no había sido posible poner de acuerdo a las partes afectadas para hacerla realidad. La experiencia de otros países muestra que este tipo de colaboración

resulta difícil de alcanzar, por no decir imposible, de la mano únicamente de la colaboración espontánea de las empresas privadas. Si bien el régimen político no mostró a lo largo de su existencia una gran afición por las nacionalizaciones de empresas, salvo que éstas mismas lo solicitaran, este hecho no podía ser conocido en los primeros años de su existencia. Entonces, debió pesar más la conciencia del carácter militar del gobierno y la influencia que ejercían los regímenes fascistas, que sí se mostraban dispuestos a intervenir directamente en las empresas privadas.

Administración y empresas privadas, éstas a través de Unesa, llegaron a un reparto de funciones. El Estado respetaría la autonomía de las empresas, tanto en sus cuestiones internas como en sus relaciones mutuas, y se limitaría a regular los aspectos que tuvieran que ver con los usuarios, es decir, el régimen tarifario. A cambio, esperaba que las empresas cumplieran con premura con el objetivo del Estado: la desaparición de las restricciones. Como complemento de las tarifas, decretó dos tipos de subvenciones, a la inversión y a la producción de termoelectricidad. El primero debía incentivar a las empresas a cumplir con el objetivo prioritario del Gobierno: la ampliación de la capacidad de producción. El segundo, se dirigió a garantizar la igualdad de oportunidades de las empresas enfrentadas a un problema de difícil solución para ellas, como era la producción térmica. La distribución geográfica de las grandes empresas hacía que no dispusieran de las mismas posibilidades de encontrar localizaciones adecuadas para centrales hidráulicas. En consecuencia, algunas sociedades se verían obligadas a depender en mayor medida de la electricidad de origen térmico y, por tanto, sus costes de producción se verían acrecentados y sus beneficios rebajados respecto de sus rivales. La Administración solucionó este problema simplemente subvencionando la producción de termoelectricidad.

El Ministerio se mantuvo al margen de las relaciones interempresariales y sólo se entrometió cuando no tuvo más remedio, ante la imposibilidad de las empresas para llegar a un acuerdo o porque se vieran afectadas terceras personas. Sin embargo, la legislación siempre mantuvo la puerta abierta a la intervención del Ministerio en cualquier aspecto de la regulación de la industria eléctrica. De hecho, buena parte de las decisiones que debían adoptarse con cierta frecuencia recaían directamente sobre la Administración, sin que ésta estuviera condicionada por adelantado por ningún tipo de criterios a los que debiera ceñirse. En este sentido, no cabe hablar de captura del regulador, puesto que el Estado impuso sus objetivos y dejó que las empresas adoptaran los pasos que creyeran más convenientes para hacerlos realidad. La autonomía del Estado se demuestra con el uso que hizo de las tarifas, contrario a la regulación. En vez de fijarlas de acuerdo únicamente con las condiciones de la industria eléctrica, las utilizó instrumentalmente para aliviar la presión que la inflación ejercía sobre la población.

El Ministerio trabajó siempre con una gran falta de información respecto del funcionamiento concreto del proceso de suministro de electricidad. Dependía totalmente de las empresas privadas para obtener esta información, así que la regulación no pudo elaborarse sobre la base de los datos reales de las empresas. En consecuencia, se ideó un método de costes estándar. Con la información disponible y la que proporcionara Unesa se construyeron una serie de indicadores de evolución de los costes, que sirvieron para fijar la tarifa media y, a partir de ésta, el sistema tarifario. La comparación del precio medio regulado y los ingresos efectivos obtenidos por las empresas permitía comprobar el grado de adecuación del sistema

El método de regulación de las tarifas según unos costes estándar tiene algunas ventajas al objeto de incentivar la eficiencia interna de las empresas. Al basarse en los costes medios de las empresas, aquellas que los sitúen por encima del promedio ven perjudicada su rentabilidad, por lo que se ven empujadas a rebajar los gastos de explotación. El sistema aplicado en España permitía este mismo tipo de incentivo, siempre que la información proporcionada por las empresas fuera mínimamente veraz y el Ministerio ajustara los coeficientes y valores estándar de una forma consistente. Por otro lado, el incentivo a la rebaja de costes se vio reforzado en los años sesenta gracias a la congelación de las tarifas. Éstas se mantuvieron estables desde 1957 hasta 1966-1967. Este hecho introduce una incógnita: cómo consiguieron mantener la rentabilidad las empresas. Estos años fueron también de importantes gastos de inversión lo que da una pista de la solución. El cambio técnico incluido en los equipos puestos en funcionamiento en estos años debió de permitir un aumento de la productividad más que suficiente para compensar el alza de costes, sin necesidad de que las tarifas se vieran incrementadas. Esta situación habría sido similar a la registrada en la década de los veinte. En este sentido, el factor exterior cobra una relevancia especial a la hora de explicar las restricciones de los años cuarenta. Fueron las dificultades para importar equipamiento eléctrico las que cegaron esta vía de mejora de las cuentas de explotación de las empresas durante la inmediata posguerra.

- 1 La regulación económica en el sentido indicado en el texto tiene una larga historia, que nació en los Estados Unidos en las primeras décadas del siglo XX. Véase, por ejemplo, el manual de Barnes (1947), que muestra el tratamiento que se daba al tema en la primera mitad del siglo XX. Sharkey (1982) da algunas referencias históricas sobre el origen del concepto de «monopolio natural». El enfoque actual se puede consultar en cualquier tratado sobre regulación económica, como el texto clásico de Kahn (1971), el manual de Viscusi, Vernon y Harrington (1995). Un texto útil sobre el tema publicado por un autor español es Lasheras (1999).
- 2 Véase Sudrià (1987).
- 3 OM de 27 de octubre de 1944.
- 4 Véase García de Enterría (1994).
- 5 Igualmente se instituyó un recargo sobre las tarifas para financiar una Caja de Compensación del paro obrero causado por los cortes de fluido.
- 6 Las empresas a las que se le solicitó esta información fueron las siguientes: Riegos y Fuerzas del Ebro y sus filiales (sustituída posteriormente por FECSA), Cía. de Fluido Eléctrico, Iberduero, Hidroeléctrica Española, Unión Eléctrica Madrileña, LUTE, Cía. de Riegos de Levante, Eléctricas Reunidas de Zaragoza, Electra de Viesgo, Cía. Eléctrica de Langreo, Hidroeléctrica del Cantábrico, Soc. Gral. Gallega de Electricidad, Sevillana de Electricidad, Hidroeléctrica del Chorro y Mengemor (sustituída por Energía Eléctrica de Cataluña, tras la absorción de Mengemor por Sevillana).
- 7 Toda la documentación consultada se encuentra depositada en el Archivo General de la Administración, sección Industria.
- 8 Las tarifas se actualizaron en tres ocasiones: Decreto de 4 de marzo de 1955 (BOE 23 de marzo) y Orden 4 de marzo de 1955 (BOE 23 de marzo); Decreto de 31 de mayo de 1957 (BOE 13 de junio) y Orden de 11 de junio de 1957 (BOE 18 de junio); Decreto 1172/62, de 24 de mayo (BOE 30 de mayo) y Orden de 24 de mayo de 1962 (BOE 30 de mayo).
- 9 Posteriormente, Orden de 8 de julio de 1954 (BOE 20 de julio), se fijaron unos topes máximos de consumo de combustible, en calorías por unidad de energía, según la presión de trabajo del vapor, para evitar subvencionar los consumos excesivos.
- 10 El tercer tipo de subvenciones, para suministros rebajados, apenas se utilizó, por lo que carece de relevancia. Cabe suponer que el Estado abonaría a las empresas distribuidoras la diferencia entre la tarifa oficial y la rebajada que se acordase conceder a los beneficiarios. Los consumos especiales se aplicaron a las Juntas de Obras de Puertos (Orden de 29 de noviembre de 1954), a los ferrocarriles metropolitanos, de vía estrecha, tranvías, trolebuses, funiculares, telesquíes y telesillas (Orden de 11 de enero de 1955), a los salones de espectáculos públicos (Orden de 25 de abril de 1957) y a los servicios de tracción de Renfe (Orden de 24 de junio de 1959).
- 11 Véase, por ejemplo, Pérez Arriaga (1998).
- 12 Véase la exposición de motivos del Decreto de 12 de enero de 1951.
- 13 Véase Baldwin y Cave (1999).
- 14 Véase Ariño y López de Castro (1998), pp. 92-93. Estos autores niegan que el Ministerio dictase alguna vez una sola directriz a Unesa, que tomaba por sí misma todas las decisiones.
- 15 Cuando se decidió sustituir las TTU por el llamado Sistema Integrado de Factuación se adoptó como un primer paso la aplicación obligatoria por todas las empresas eléctricas de un plan de contabilidad uniforme, «que permita a los Organismos del Ministerio de Industria el más completo conocimiento de la marcha económica de dicha industria» (Orden Ministerial de 30 de septiembre de 1969).
- 16 Se trata de la serie titulada genéricamente *Documentos Azules*, la mayor parte de los cuales se dedicaron a la industria eléctrica. Se publicaron en total trece números.
- 17 A partir de 1959 disponemos también de las series de Unesa, publicadas en su *Memoria estadística*. La patronal eléctrica presenta hasta tres series distintas para el conjunto de España desde 1940, que no coinciden entre sí y sin especificar en ningún momento las causas de los cambios. Tampoco explica la metodología de elaboración. Las discrepancias importantes se concentran en los datos de 1945-1954. Para antes de la Guerra Civil disponemos de la reconstrucción elaborada por Bartolomé (1999).
- 18 Prados de la Escosura (2003).
- 19 Decreto de 14 de noviembre de 1952.

- 20 Carta de Unesa al Ministerio de Industria, de enero de 1954 (AGA, sección Industria, caja 7171).
- 21 Sobre la industria eléctrica antes de la Guerra Civil véase Antolín (1988, 1999), Bartolomé (1995) y Sudrià (1987).
- 22 Decreto de 12 de enero de 1951.
- 23 El asunto acabó en el Tribunal Supremo que, en Sentencia de la Sala 4ª de 6 de febrero de 1958, declaró que la revisión de las tarifas eléctricas constituía una potestad discrecional del Ejecutivo (véase Salas Hernández 1977, pp. 123-124).
- 24 Nueve centrales, de un total de cuarenta y nueve inauguradas en los sesenta, reunieron el 73% de la potencia total puesta en servicio.
- 25 Calvo (2001).

Bibliografía

- Antolín, F. (1988), «Electricidad y crecimiento económico. Los inicios de la electricidad en España», en *Revista de Historia Económica*, año VI, n.º 3.
- Antolín, F. (1999), «Iniciativa privada y política pública en el desarrollo de la industria eléctrica en España. La hegemonía de la gestión privada, 1875-1950», en *Revista de Historia Económica*, año XVII, n.º 2.
- Ariño, G., y López de Castro, L. (1998), *El sistema eléctrico español. Regulación y competencia*, Montecorvo, Madrid.
- Baldwin, R., y Cave, H. (1999), *Understanding regulation. Theory, strategy and practice*, Oxford University Press, Oxford.
- Barnes, I. R. (1947), *The Economics of Public Utility Regulation*, F. S. Crofts & Co, Nueva York.
- Bartolomé, I. (1995), «Los límites de la “hulla blanca” en vísperas de la Guerra Civil: un ensayo de interpretación», en *Revista de Historia Industrial*, n.º 7.
- Bartolomé, I. (1999), «La industria eléctrica antes de la Guerra Civil: reconstrucción cuantitativa», en *Revista de Historia Industrial*, n.º 15.
- Calvo, O. (2001), «¡Bienvenido Mister Marshall! La ayuda económica americana y la economía española en la década de 1950», en *Revista de Historia Económica*, n.º extraordinario.
- García de Enterriá, E. (1994), «El régimen jurídico de la electricidad durante el siglo de vida de la Compañía Sevillana de Electricidad», en J. Alcaide *et al.*, *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien años de historia*, Fundación Sevillana de Electricidad, Sevilla.
- Kahn, A. E. (1971), *The Economics of Regulation. Principles and Institutions*, MIT Press, Cambridge, Ma, 2ª ed. 1988.
- Lasheras, M. A. (1999), *La regulación económica de los servicios públicos*, Ariel, Barcelona.
- Pérez Arriaga, J. I. (1998), «Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica», en *Economía Industrial*, n.º 316.
- Prados de la Escosura, L. (2003), *El progreso económico de España, 1850-2000*, Fundación BBVA, Bilbao.
- Salas Hernández, J. (1977), *Régimen jurídico-administrativo de la energía eléctrica*, Publicaciones del Real Colegio de España, Bolonia.
- Sharkey, W. W. (1982), *The Theory of Natural Monopoly*, Cambridge University Press, Cambridge.
- Sudrià, C. (1987), «Un factor determinante: la energía», en Nadal, Carreras y Sudrià (eds.), *La economía española en el siglo XX: una perspectiva histórica*, Ariel, Barcelona.
- Viscusi, W. K., Vernon, J. M., y Harrington, J. E. (1995), *Economics of Regulation and Antitrust*, MIT Press, Cambridge, Ma.



IBERDUERO, 1944-1973: LA CONSOLIDACIÓN DE UN GRAN PROYECTO EMPRESARIAL

Carles Sudrià

CATEDRÁTICO DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
UNIVERSIDAD DE BARCELONA

1 DESDE EL ORIGEN, UNA VOLUNTAD INEQUÍVOCA DE EXPANSIÓN

El 30 de septiembre de 1944, una vez aprobada la operación por las juntas generales respectivas, se formalizaba en Bilbao la fusión de dos de las sociedades eléctricas más importantes de España, la Sociedad Hispano Portuguesa de Transportes Eléctricos-Saltos del Duero y la Sociedad Anónima Hidroeléctrica Ibérica. Por razones legales y fiscales, la fusión se hizo mediante la absorción de Saltos del Duero por Hidroeléctrica Ibérica, aunque en términos económicos se trataba de una fusión pura. Esto es, Ibérica emitía acciones por la misma cantidad y nominal que tenía en circulación Saltos del Duero y se intercambiaban una por una. Simultáneamente, la sociedad resultante cambiaba su nombre, añadiendo al original el acrónimo Iberduero.

La fusión era el resultado inmediato de unas rápidas negociaciones, iniciadas a principios de verano de aquel año, pero también de un largo proceso de transformación del mapa eléctrico español cuyo punto culminante había sido la entrada en funcionamiento en 1935 de la gran central hidroeléctrica de Ricobayo, propiedad de Saltos del Duero. Como ya hemos visto en otros trabajos incluidos en este libro, la puesta en marcha efectiva de aquel

primer gran proyecto de José Orbegozo alteró por completo el panorama eléctrico español. La enorme potencia del salto, 75.000 kW, hacía posible una producción que superaba la que en aquellos momentos alcanzaban Hidroeléctrica Española o Hidroeléctrica Ibérica. El efecto que podía tener la entrada en el mercado de la nueva empresa, en un momento de lento crecimiento de la demanda, alarmó a las compañías ya establecidas y forzó la firma, en 1935, de un convenio entre Saltos del Duero y las principales empresas con mercados en el centro y en el norte de España. El convenio establecía la preeminencia de Saltos en cuanto a la producción a cambio de renunciar a la comercialización directa.

El acuerdo vino impuesto por las circunstancias, pero tenía inconvenientes para todas las empresas participantes. Todas se habían constituido para producir y distribuir electricidad autónomamente en sus áreas de influencia. Con el pacto, sin embargo, Saltos del Duero se veía constreñida a distribuir su energía a través de otras empresas, mientras que éstas se irían convirtiendo en meras distribuidoras. El retraso que sufrieron los planes de construcción de nuevas centrales como consecuencia de la Guerra Civil y el fuerte aumento de la demanda de electricidad en los años inmediatamente posteriores al conflicto dibujaron un nuevo marco que conllevó la derogación de hecho de aquellos acuerdos tan trabajosamente negociados. La recuperación de la libertad de acción por parte de unos y otros puso de manifiesto las dificultades de Saltos y de Ibérica para aprovechar la oportunidad que se presentaba. Saltos del Duero, poseedora de las mejores concesiones y proyectos hidroeléctricos y de la capacidad técnica para realizarlos, precisaba de mayor músculo financiero para llevarlos a cabo y, sobre todo, de un acceso seguro y directo al mercado. Hidroeléctrica Ibérica, dominadora de un mercado con gran potencial de crecimiento, no disponía de concesiones para ampliar correlativamente su capacidad productiva. La fusión presentaba así ventajas mutuas. Añádase a esta situación objetiva la raíz profundamente vizcaína que compartían ambas compañías y podremos comprender la rapidez con la que se selló la unión.

De acuerdo con los pactos establecidos, los miembros del Consejo de Administración de Duero pasaron a integrarse en el de Ibérica. Aunque la fusión se realizaba en términos de igualdad, el hecho es que fueron los hombres de Saltos del Duero los que tuvieron mayor protagonismo en la nueva empresa. Luis María de Ybarra cedió la presidencia a Julio de Arteche, que la ejercía en Saltos del Duero, y la dirección general recayó en Ricardo Rubio, que ocupaba la misma responsabilidad en Saltos del Duero desde el retiro de José Orbegozo. Se trataba de una opción razonable si, como sucedió, iba a adoptarse una estrategia de rápida expansión de la capacidad productiva, ya que el equipo directivo de Saltos del Duero había adquirido en la última década una amplia experiencia en la gestión de proyectos de gran envergadura.

Iberduero nacía como la mayor empresa eléctrica española. Con 290.000 kW de potencia instalada superaba a todas las demás, aunque la cuenta se equilibraba si consi-

deramos el control efectivo que tanto Hidrola como Riegos y Fuerzas del Ebro tenían sobre otras empresas de sus respectivas áreas. El capital nominal alcanzaba los 530 millones de pesetas, 476 de los cuales ya habían sido desembolsados. En el mismo momento Hidroeléctrica Española acreditaba poco más de 300 millones de capital.

La estrategia adoptada por Iberduero desde el momento mismo de su creación fue la de ampliar lo más rápidamente posible la capacidad productiva. En la primera junta de accionistas, celebrada en abril de 1945, la dirección aseguraba que los 800 millones de kWh anuales que entonces constituían la producción normal podrían ampliarse en 500 más en un plazo de tres años gracias a la finalización de las centrales de Villalcampo (Duero) y Cereceda (Ebro) y las mejoras de las del sistema del Cinca y de la térmica de Burceña, en Bilbao. En un plazo más largo, el aprovechamiento integral de las concesiones disponibles habría de proporcionar en su conjunto hasta 5.000 millones de kWh anuales. «Es propósito firme de Iberduero —se decía— acometer muy pronto nuevas obras y perseverar en esta labor hasta dejar resuelto con holgura el grave problema de escasez de energía que en sus mercados y en los de otras empresas se viene sintiendo... Iberduero no tardará en demostrar que ha surgido de la fusión de dos grandes empresas eléctricas de Bilbao para realizar una obra creadora de resonancia nacional». Esta declaración de principios debe entenderse, naturalmente, en el marco del fuerte enfrentamiento entre las compañías privadas y el INI por la pretensión de éste de constituirse en «dictador eléctrico» garante de una regularización del suministro¹.

La decisión estratégica de Iberduero por una intensa expansión ni era obvia ni iba a resultar fácil de ejecutar. No era obvia porque, al margen de que en aquellos momentos hubiera escasez de energía eléctrica, no resultaba nada claro que la demanda general de electricidad creciera como efectivamente lo hizo. Tras esta opción había, de hecho, el mismo principio que había inspirado a José Orbegozo y había estado en el origen de Saltos del Duero. Si se conseguía generar energía eléctrica mediante grandes presas a costes menores se podría ampliar el consumo no sólo con precios menores al consumidor sino también desplazando a los pequeños productores locales que todavía controlaban buena parte del mercado español y eventualmente compitiendo con los grandes. Se trataba de una estrategia arriesgada porque, dados los largos plazos de construcción de las grandes centrales, las decisiones de inversión tendrían que tomarse con un alto grado de incertidumbre sobre la evolución futura del mercado.

La opción era asimismo arriesgada porque la situación de España en aquellos años auguraba todo tipo de dificultades para hacerse con los suministros necesarios para la construcción y puesta en marcha de nuevas centrales hidroeléctricas. Ni los materiales de producción nacional (cemento, acero) ni menos todavía aquellos que deberían importarse (turbinas, generadores) estaban disponibles en las cantidades necesarias. La lucha sería larga y costosa.

La decisión estratégica adoptada se basaba esencialmente, como es fácil suponer, en las concesiones y los proyectos que Saltos del Duero había desarrollado a lo largo de su accidentada evolución. En el momento de la constitución de Iberduero estaba ya en construcción el salto de Villalcampo y se hallaba en fase de proyecto el de Castro. Se disponía además de las concesiones sobre el tramo internacional del Duero y de otras establecidas sobre el Tera y el Tormes todavía pendientes de planificación. Por su lado, los aprovechamientos del Pirineo que habían permitido el segundo desarrollo de Hidroeléctrica Ibérica estaban ya prácticamente explotados en su totalidad y sólo permitían ampliaciones puntuales. La gran aportación de Ibérica era el mercado. No sólo el efectivamente controlado, sobre todo en Vizcaya, sino el potencial del resto del País Vasco y de las provincias limítrofes, todavía en manos de pequeños productores locales. También en este ámbito habría que trabajar con ahínco si se quería asegurar un mercado suficiente para el gran aumento de producción que se proyectaba.

Como es natural, esta estrategia expansiva tenía una contrapartida indispensable en el acceso a los medios económicos necesarios para llevarla a cabo. Ya hemos visto que en los años anteriores a la Guerra Civil tanto Hidroeléctrica Ibérica como Saltos del Duero habían sufrido dificultades para financiar sus construcciones. Una expansión de la magnitud de la que se proyectaba precisaría una política financiera audaz y bien asentada en los accionistas tradicionales de la empresa.

Para estudiar el desarrollo de Iberduero en los casi treinta años que van desde su fundación hasta 1973 vamos a dividir este capítulo en dos partes. La primera estará dedicada al estudio de los aspectos productivos y comerciales y la segunda a las cuestiones financieras y al análisis de la rentabilidad de la empresa.

2 PRESAS, CENTRALES Y MERCADOS: LA ESTRATEGIA PRODUCTIVA Y COMERCIAL

En este apartado se estudiará, en primer lugar, el proceso de ampliación de la capacidad productiva, y después se analizará la estrategia de ampliación de mercados. La información utilizada en la elaboración de este apartado procede en general de las memorias y de las actas de los órganos directivos de la empresa, pero hemos de resaltar que ha resultado de inapreciable ayuda el trabajo inédito elaborado por Francisco Echanove, *Historia de Iberduero*. Se trata de un excelente análisis provisto de abundante información, resultado de un amplio conocimiento directo de los temas estudiados. También se han utilizado los trabajos incluidos en los dos volúmenes hasta ahora publicados con ocasión del Centenario de Iberdrola, *Los hombres* y *Los hechos*, especialmente este último cuyo autor es Álvaro Chapa².

2.1 LA EXPANSIÓN PRODUCTIVA: CULMINACIÓN HIDRÁULICA Y NUEVA ESTRATEGIA TÉRMICA

Como ya se ha indicado, el eje fundamental de la estrategia empresarial de Iberduero durante los treinta años considerados fue la continua ampliación de la capacidad productiva. No hubo cambios de consideración en este objetivo, pero las opciones para alcanzarlo fueron cambiando en función de las circunstancias. Distinguiremos cuatro fases. Las dos primeras estuvieron marcadas por la culminación del aprovechamiento del Duero y sus afluentes. La tercera queda simbolizada por la adquisición de Saltos del Sil y la cuarta por el inicio de una estrategia de diversificación con la construcción de grandes centrales térmicas y nucleares³.

2.1.1 La primera fase: Villalcampo, Castro y Burceña

La construcción de la central de Villalcampo comenzó en 1942 después de que las graves dificultades habidas en Ricobayo obligaran a revisar el proyecto inicial de Orbegozo. En lugar de una sola presa aguas abajo del Duero que hubiera topado con problemas de disipación de energía todavía más graves que los sufridos en Ricobayo, se optó por proyectar dos. La primera, Villalcampo, justo en la confluencia del Duero con el Esla, y la segunda, Castro, situada más o menos en el emplazamiento inicialmente previsto. Villalcampo sería una presa de vertedero de gran longitud y coronada con cuatro compuertas de 24 metros de luz que no precisaba aliviaderos ni desvíos. Su construcción topó con los inevitables problemas de suministro y con los no menos inevitables impuestos por las irregulares avenidas del río. El primer grupo de la central entró en funcionamiento en marzo de 1949 y los tres restantes a lo largo de los meses siguientes. En total, sumaban una potencia de 76.800 kW.

Las dificultades en la gestión de las obras sufridas en Ricobayo y Villalcampo llevaron a la empresa a replantearse la fórmula hasta entonces empleada para llevarlas a cabo. En lugar de encargar la realización a empresas constructoras se optó por la gestión directa, mediante la formación de un equipo constructor propio. La decisión iba a tener una gran trascendencia en la estructura interna de la empresa, que contaría a partir de ahora con una gran sección dedicada a estos menesteres. El proceso de contratación de los técnicos necesarios se inició en 1946 y el nuevo sistema de gestión se inauguró, ese mismo año, con la construcción de la presa de Castro. El factor decisivo que permitió a la empresa adoptar esa decisión fue la seguridad de que, en los años siguientes, la compañía iba a tener siempre en construcción una presa de gran envergadura, lo que ocurrió hasta la finalización de la presa de Villarino en 1970. Debe señalarse que esta decisión de intervención directa en la gestión tuvo un antecedente muy significativo. Desde 1942 funcionaba el laboratorio hidráulico de la empresa, nacido de la

manifiesta necesidad de analizar el peculiar funcionamiento de los ríos de la zona que tantas dificultades provocaba.

La presa de Castro, situada en un congosto, tenía características diferentes a la de Villalcampo y semejantes a la de Ricobayo. Exigió, en consecuencia, un estudio concienzudo de los problemas hidráulicos, brillantemente solucionados mediante un juego de choque de masas de agua laterales. La presa de hallaba situada en la sección internacional de río, lo que implicaba que una parte de la misma se apoyaba en territorio portugués. El convenio firmado en su día con tantas dificultades funcionó perfectamente y la empresa no topó con problema alguno por esta cuestión. La construcción de Castro volvió a verse afectada, sin embargo, por los problemas generales de la economía española de la época, aunque la culminación de las obras, en 1952, se hizo ya una vez levantado el bloqueo que los países aliados habían impuesto a España. En agosto de aquel año entró en funcionamiento la central. Su potencia total sería de 84.000 kW.

La tercera de las grandes realizaciones de esta primera etapa venía en parte impuesta por el propio desarrollo hidroeléctrico. La correcta regulación del suministro exigía que el aumento de la potencia hidráulica se compensara con un aumento de la potencia térmica que se utilizaba para cubrir las puntas de demanda. Las gestiones para la ampliación de la antigua central de Burceña, en la ribera del Nervión, se habían iniciado antes de la fusión, pero los trabajos no concluyeron hasta 1948 tras construirse un nuevo edificio donde se ubicaron todas las instalaciones. El incremento de potencia conseguido fue de 16.000 kW.

Los planes establecidos en el momento de la fusión llegaron, pues, a buen término aunque con un retraso significativo. Como veremos en la segunda parte de este capítulo, los resultados económicos conseguidos avalaron la estrategia adoptada. Iberduero conseguía márgenes de explotación importantes pese a la caída del precio real de la electricidad. Esto aseguraba el acceso franco al mercado de capitales, especialmente gracias a la fidelidad de unos accionistas que veían bien remunerada su inversión. La empresa pudo emprender así la segunda fase de su plan de expansión: el aprovechamiento integral del tramo internacional del Duero.

2.1.2 La segunda fase: las grandes centrales del Duero internacional, Saucelle y Aldeadávila

Las condiciones excepcionales que se daban en el tramo fronterizo del Duero para su aprovechamiento hidroeléctrico habían sido ya detectadas por los primeros ingenieros que se acercaron a los «arribes» en los años veinte. La tecnología hidráulica, sin embargo, no permitía en aquellos años afrontar con garantías unas presas de la magnitud exigida. Dos décadas más tarde, en 1948, la empresa creyó llegado el momento de iniciar el estudio detallado de la zona a la búsqueda de las mejores opciones. Se trataba de proseguir

el plan general trazado en el momento de la fusión. Cuando finalizara la construcción de la presa de Castro se debía estar en condiciones de iniciar otro proyecto. Razones técnicas, pero también económicas y de mercado aconsejaron desdoblarse el aprovechamiento en dos presas: Saucelle, situada al final del tramo, y Aldeadávila, aguas arriba. Esta opción permitía escalonar la inversión y el incremento de la producción y, además, reducía los riesgos de una sola gran presa ante las peligrosas fluctuaciones del caudal.

El primer salto a construir sería el de Saucelle, el menor y tecnológicamente menos complejo. La decisión definitiva se tomó en 1949, aunque ya desde el año anterior se estaban realizando tareas de medición y auxiliares. La fase de construcción se inició en 1950 y se emplearon en ella una serie de innovaciones tecnológicas que iban a ser esenciales en los proyectos posteriores, especialmente en lo referido a la fabricación del cemento a pie de obra. Además, la compañía trató de asegurarse una provisión adecuada de la materia prima para esa fabricación (el *clinker*) mediante la creación, con las empresas cementeras Rezola y Portland, de la sociedad Cementos Hontoria. Ésta construyó una fábrica en la localidad palentina del mismo nombre, junto a Venta de Baños, a unos 250 kilómetros del salto. La construcción pudo llevarse a cabo sin mayores contratiempos en cuanto a los suministros, aunque en varias ocasiones las avenidas del río paralizaron o ralentizaron las obras. Éstas se concluyeron a mediados de 1956 y en los meses siguientes entraron en funcionamiento los cuatro grupos generadores del salto, con una potencia total de 240.000 kW.

La experiencia adquirida en Saucelle permitió afrontar con garantías el que iba a ser el proyecto más ambicioso desarrollado por Iberduero hasta entonces, la construcción del salto de Aldeadávila. Por sus dimensiones y situación, la presa de Aldeadávila constituyó un reto tecnológico y empresarial de primera magnitud. La presa proyectada, de 140 metros de altura, iba a ser la más alta de Europa; la central subterránea exigiría la excavación de kilómetros de túneles de acceso y de galerías para el sistema hidráulico; la altura y el caudal máximo previsto obligaban a superar serios problemas de disipación de energía; la potencia instalada venía casi a doblar la que tenía la empresa en operación... Se evaluaron las experiencias de otros países, se escucharon las opiniones de consultores extranjeros y se introdujeron las técnicas más modernas de excavación y hormigonado. La construcción se inició en 1956 con la excavación del túnel por el que el río sería desviado durante las obras. En los últimos días de 1961, con la presa casi coronada, sobrevino la mayor avenida del Duero conocida en el siglo. Hubo momentos de angustia tanto en Aldeadávila como en las presas ya construidas aguas arriba: Ricobayo, Villalcampo, Castro, etc., pero la prueba se superó con sólo pequeños destrozos. Al poco tiempo pudo instalarse la maquinaria. Generadores y transformadores se adquirieron en los Estados Unidos mediante un crédito del Eximbank de casi 10 millones de dólares. Los seis grupos de generación entraron en funcionamiento de forma progresiva entre 1962 y 1964 hasta alcanzarse la potencia prevista de 718 MW.

2.1.3 La compra de Saltos del Sil: una oportunidad aprovechada

La historia de los orígenes de Saltos del Sil ha sido bien estudiada por Álvaro Chapa y resulta innecesario repetirla aquí⁴. Digamos tan sólo que esta sociedad fue el resultado de la puesta en valor de una serie de concesiones sobre el río Sil que habían pertenecido al ingeniero catalán Pere Garcia Fària y por las que se interesó la empresa Minero Metalúrgica de Ponferrada, necesitada de electricidad para sus instalaciones. Su explotación, sin embargo, sobrepasaba las capacidades y las necesidades de la compañía minera, por lo que —una vez conseguidas las concesiones— se constituyó en 1945 una sociedad independiente con el apoyo financiero mayoritario de los bancos Central, Santander y Pastor. Ignacio Villalonga, presidente del primero, pasó a presidir la nueva sociedad, mientras Juan Antonio Bravo —el hombre que había concertado los intereses de unos y otros— se convirtió en su consejero delegado.

La opción adoptada por Saltos del Sil, completamente opuesta a la seguida por Iberduero, consistió en emprender de forma prácticamente simultánea la construcción de cinco de los saltos previstos en los planes iniciales. El proceso, sin embargo, sufrió un notable retraso como consecuencia de las dificultades impuestas por las autoridades para hacerse con la maquinaria extranjera indispensable. Las obras estuvieron meses casi paralizadas. Sólo en 1952 se consiguió poner en marcha el salto de Sequeiros (18.000 kW). En 1955 entró en funcionamiento el de San Esteban, el mayor de los previstos en esta primera etapa (265.480 kW) y auténtica joya de la corona de la empresa.

La puesta en marcha de estos aprovechamientos obligó a buscar solución al problema de la colocación del fluido en el mercado. De alguna forma, la situación de Saltos del Sil era paralela a la que sufrió Saltos del Duero en los primeros años treinta. La existencia de una serie de empresas que controlaban de hecho la distribución en las principales zonas consumidoras imponía limitaciones a nuevas compañías cuya ventaja esencial era disponer de buenas posibilidades de producción. Saltos del Sil tomó parte activa en los primeros contactos para establecer intercambios entre las eléctricas españolas y Électricité de France (EDF) en 1950-51 y entabló negociaciones con otras compañías para la venta de su producción. Estas negociaciones no fueron fáciles y a lo largo de 1953 se produjeron fuertes enfrentamientos en el seno de Unesa en los que Ignacio Villalonga, en nombre de Saltos del Sil, tuvo un papel muy destacado defendiendo la posición de las empresas vendedoras de fluido. Estos enfrentamientos acabaron con la intervención del Ministerio de Industria. Recordemos que el sistema tarifario establecido en 1951 dejaba en libertad a las empresas para pactar los precios de sus intercambios⁵. Finalmente, en 1954, cercana ya la conexión de San Esteban a la red, Saltos del Sil firmó un acuerdo con Iberduero, Electra de Viesgo, Hidrola y Unión Eléctrica Madrileña, para las ventas

en el mercado español. En ese mismo año participó en el convenio final con EDF, junto a otras dos compañías también excedentarias, Fenosa e Iberduero.

Superado el escollo de la comercialización, Saltos del Sil emprendió la construcción del que había de ser su mayor salto, el de Bao, sobre el río Bibey. Las obras comenzaron en 1958 y exigieron un esfuerzo técnico y económico muy importante. La central de Puente Bibey, de 285.520 kW, se alimentaba desde el salto mediante un túnel de 9 kilómetros de longitud y una galería inclinada. Quizá fue la inversión exigida por la construcción de este complejo hidroeléctrico, que además debía completarse en los años siguientes con otras presas aguas arriba, lo que impulsó a los mayores accionistas de Saltos del Sil a buscar un comprador para la empresa. Al parecer los últimos proyectos de la empresa habían sufrido retrasos por dificultades financieras, quizá por la resistencia de los grandes bancos propietarios a aumentar su inversión en la compañía. Resultaba lógico que los mayores interesados en la compra fueran aquellas compañías que adquirirían la producción de Sil. El mayor cliente de Sil era Hidroeléctrica Española seguida de Iberduero y Unión Eléctrica Madrileña. Para Iberduero, sin embargo, la compra tenía un significado especial. Le permitía reafirmar su liderazgo hidroeléctrico en un momento en el que había pocas posibilidades de adquirir más potencia de ese tipo. Además, la situación de las centrales de la empresa gallega era adecuada para la alimentación de sus mercados tradicionales del norte de España.

El acuerdo de compra se alcanzó en diciembre de 1962 y se materializó en los primeros meses del año siguiente. Los términos financieros del acuerdo se analizarán en la tercera parte de este trabajo al estudiar la evolución financiera de la empresa. Baste decir aquí que la adquisición se articuló mediante la entrega de acciones de Iberduero por acciones de Saltos del Sil en una proporción que suponía una prima aproximada del 20% para los accionistas de la sociedad adquirida. Aunque el esfuerzo no era menor, el impulso productivo obtenido era muy considerable. Cuando Puente Bibey entrara en funcionamiento, en 1966, la aportación de Saltos del Sil alcanzaría los 700.000 kW, siendo la potencia total instalada de Iberduero de 1.570.000 kW. La adquisición de Saltos del Sil implicó la integración en el Consejo de Administración de Iberduero de algunos de los más significados miembros del Consejo de Sil, entre ellos Ignacio Villalonga, Emilio Botín y Juan Antonio Bravo.

Durante los primeros años sesenta se produjo el primer gran relevo en la dirección de Iberduero. Julio de Arteche, el primer presidente y forjador de la estrategia expansiva, murió en 1960, siendo sustituido por el vicepresidente, Pedro de Careaga, conde de Cadagua. En diciembre de 1964 solicitó su jubilación Ricardo Rubio, el director general. Su puesto fue ocupado por Juan Ugalde. Pedro de Careaga era presidente del Banco de Vizcaya desde 1943 y representaba, por tanto, al grupo de accionistas procedentes de Hidroeléctrica Ibérica, aunque quince años después de la fusión esto resultara irrelevante. Juan Ugalde, en cambio, procedía de la tradición de Saltos del Duero,

donde fue jefe de explotación. En el momento de su nombramiento como director general ejercía las funciones de director general adjunto. Cesó en mayo de 1970 por razones de salud y fue nombrado consejero.

2.1.4 Diversificación e innovación: Villarino y las grandes centrales térmicas y nucleares

La inequívoca vocación hidroeléctrica de Iberduero no hizo olvidar a sus dirigentes que las disponibilidades hidráulicas del país tenían un límite irreversible. Ya a finales de los años cincuenta empezaba a vislumbrarse que, una vez concluidos los grandes saltos en proyecto, no sería posible seguir aumentando la potencia instalada al ritmo que lo requería la demanda sobre la base de centrales hidráulicas. Se hacía necesario, pues, empezar a explorar nuevas vías para la generación masiva de fluido. No se trataba, como hasta entonces, de contar con una central térmica de reserva útil para situaciones de estiaje o puntas de demanda, sino de concebir centrales de gran capacidad para su uso continuado.

Así las cosas, la empresa abrió negociaciones con Electra de Viesgo para explorar posibilidades de colaboración. Hay que recordar que Viesgo e Iberduero (y antes Ibérica) mantenían estrechas relaciones accionariales. En estos años 1950 era consejero de Electra de Viesgo Luis María de Ybarra, que había sido presidente de Ibérica en el momento de la fusión y que seguía como consejero de Iberduero. Ybarra accedería a la presidencia de Viesgo en 1959. El primer acuerdo firmado entre Iberduero y Electra de Viesgo se dio en septiembre de 1957, cuando ambas compañías constituyeron al 50% la empresa Centrales Térmicas del Norte de España, conocida como Terminor. El objeto inmediato de la nueva entidad era la construcción de una central térmica en Velilla del Río Carrión, junto a Guardo en la provincia de Palencia. La central iba a beneficiar las antracitas de las minas de la zona. La central de Guardo, de 148 MW se inauguró en 1964. El segundo acuerdo entre Iberduero y Viesgo fue la construcción conjunta de la central nuclear de Garoña, de la que hablaremos más abajo.

El recurso a los carbones a pie de mina ofrecía también limitadas expectativas de futuro. Los recursos carboníferos españoles presentan serias dificultades de explotación, lo que hace su aprovechamiento imposible sin una fuerte subvención. Resultaba pues obvio que las grandes centrales térmicas que se precisaban deberían tener combustible exterior y en aquella época los más convenientes eran los derivados del petróleo. Hay que recordar que los precios internacionales del crudo se mantenían estables desde el fin de la Segunda Guerra Mundial, lo que significaba un descenso notable en términos reales frente al alza de los precios de los carbones. Iberduero, como otras compañías españolas, pasó a estudiar la construcción de grandes centrales térmicas consumidoras de *fuel-oil*.

La central de Pasajes, en Guipúzcoa, fue la primera proyectada por Iberduero siguiendo estos principios. Se diseñó para consumir indistintamente carbón o *fuel-oil*, y se situó en el puerto de Pasajes para tener el mejor acceso posible a las primeras materias. Su construcción se inició en 1964 y concluyó en 1967. Su potencia instalada fue de 214 MW. La segunda actuación en esta línea fue la central de Santurce, cuya construcción se inició en 1966, antes de la inauguración de la de Pasajes. En esta ocasión se optó ya de manera exclusiva por el combustible petrolífero. La potencia instalada en la central fue de 350 MW y se inauguró en 1969. Sin solución de continuidad y a la vista del enorme ritmo de crecimiento de la demanda se inició la instalación de una segunda central sobre el mismo emplazamiento con una potencia todavía superior, 540 MW, que entró en funcionamiento en 1972.

Mientras se desarrollaban estas actuaciones en el ámbito de la electricidad térmica, Iberduero emprendía la que iba a ser la más ambiciosa instalación hidroeléctrica de la compañía, el complejo de Almendra-Villarino. El aprovechamiento del Tormes había sido objeto de discusión y análisis por parte de los técnicos de Iberduero desde hacía décadas. Se habían realizado trabajos preliminares de topografía, aforos, etc., pero la decisión final sobre el tipo de presa a construir no se tomó hasta que la culminación de Aldeadávila dejó claro que el pleno aprovechamiento del sistema del Duero exigía disponer de una gran reserva hidráulica en la que se pudiera almacenar el agua que en diversos momentos del año había que dejar correr sin turbinar. Se trataría pues de una central reversible que elevaría agua cuando resultara excedente y la convertiría en energía cuando fuera necesario.

La exigencia técnica de un proyecto que cumpliera esta finalidad era muy elevada. La presa a construir en las cercanías de Almendra sería de bóveda y tendría una altura de 200 metros. Un túnel de 15 kilómetros la conectaría con la central de Villarino, en la confluencia del Tormes y el Duero. La altura del salto en la central sería de 400 metros y la maquinaria de generación y bombeo estaría situada en una caverna de 25 metros de altura y casi 100 de longitud. Tras años de diseños y comprobaciones sobre el terreno, la construcción del complejo hidráulico empezó en 1963 y terminó en 1970. La potencia instalada en cuatro generadores fue de 540.000 kW.

La búsqueda de otras fuentes para la generación de electricidad más allá de la energía hidráulica llevó a Iberduero a interesarse por la energía nuclear. Este interés fue muy precoz. En 1955, año en que se ponía en marcha en los Estados Unidos el primer reactor nuclear capaz de producir electricidad, el director general de Iberduero, Ricardo Rubio, informaba de ello al Consejo de Administración y éste acordaba ocuparse «decididamente de las posibilidades que ofrece esta nueva fuente de energía»⁶. El siguiente paso se dio en 1958 cuando, conjuntamente con Electra de Viesgo, se creó la empresa Centrales Nucleares del Norte, Nuclenor, con la finalidad de estudiar, y en su caso construir, una central nuclear. El movimiento era paralelo al que realizaron casi simultáneamente

Hidroeléctrica Española, Sevillana de Electricidad y Unión Eléctrica al constituir Censa, Centrales Nucleares, S.A. La decisión definitiva de proceder a la construcción de una central nuclear la tomó el Consejo de Administración de Iberduero en diciembre de 1961. El proceso, sin embargo, no fue rápido. En 1962 se decidió el emplazamiento, en Santa María de Garoña (Burgos), y se iniciaron los primeros estudios sobre el terreno, pero las obras no dieron comienzo hasta 1966, tras obtener la preceptiva autorización. Las exigencias técnicas y económicas del proyecto y la progresiva entrada en funcionamiento de las últimas centrales hidráulicas sin duda coadyuvaron a una aproximación prudente.

La central de Santa María de Garoña entró en funcionamiento el mes de marzo de 1971. Funciona mediante un sistema nuclear de producción de vapor formado por un reactor de agua ligera en ebullición (BWR) suministrado por la empresa estadounidense General Electric Company. El refrigerante es agua ligera y el combustible dióxido de uranio ligeramente enriquecido. Su potencia de generación eléctrica es de 460 MW. En el momento de su entrada en funcionamiento fue la segunda de España tras la José Cabrera, construida en Zorita (Guadalajara) por Unión Eléctrica, que fue inaugurada en 1968.

2.1.5 Una síntesis: Iberduero en la gran expansión eléctrica española

Las tablas 1 y 2 y los gráficos que las acompañan, reflejan la evolución de la potencia instalada por las empresas del grupo Iberduero y su producción y permiten su comparación con las magnitudes relativas al total español. Como puede observarse, entre 1944 y 1962 el incremento de la capacidad productiva de la empresa evolucionó más o menos al mismo ritmo que el de las empresas eléctricas españolas en su conjunto. El crecimiento fue en todo caso notable. La potencia instalada casi se quintuplicó en esos dieciocho años, lo que significó un aumento del 9% anual acumulativo. El salto en la dimensión absoluta y relativa de Iberduero se produjo en 1963 como consecuencia de dos hechos coincidentes: la adquisición de Saltos del Sil y la puesta en marcha de la central de Aldeadávil. A partir de ese momento la participación de Iberduero en el negocio eléctrico español pasó a situarse en torno al 20%, entre cinco y seis puntos por encima de lo alcanzado en la primera etapa. Tras ese salto espectacular, el crecimiento continuó. En la década 1963-1973 la potencia instalada se dobló ampliamente, con un crecimiento anual similar al del período anterior, en torno al 9,2%.

Al final del período, el parque productivo del grupo Iberduero alcanzaba los 4.434 MW, de los cuales la mayoría —2.888 MW, un 65%— correspondían a centrales hidroeléctricas, 1.316 MW, a centrales térmicas convencionales y 230 MW, a la central nuclear de Garoña.

En lo referido a la producción, la evolución, como es natural, es mucho más fluctuante, consecuencia en gran parte de la preeminencia de los medios hidráulicos

TABLA 1 Producción de energía eléctrica

| | EN GWH | | GRUPO IBERDUERO SOBRE TOTAL (%) |
|------|--------|-----------------|------------------------------------|
| | TOTAL | GRUPO IBERDUERO | |
| 1944 | 4.720 | 670 | 14,2 |
| 1945 | 4.240 | 566 | 13,3 |
| 1946 | 5.470 | 810 | 14,8 |
| 1947 | 6.010 | 826 | 13,7 |
| 1948 | 6.170 | 883 | 14,3 |
| 1949 | 5.630 | 733 | 13,0 |
| 1950 | 6.920 | 1.239 | 17,9 |
| 1951 | 8.300 | 1.493 | 18,0 |
| 1952 | 9.420 | 1.670 | 17,7 |
| 1953 | 9.710 | 1.877 | 19,3 |
| 1954 | 10.130 | 1.957 | 19,3 |
| 1955 | 11.930 | 2.084 | 17,5 |
| 1956 | 13.670 | 2.546 | 18,6 |
| 1957 | 14.520 | 2.280 | 15,7 |
| 1958 | 16.350 | 3.047 | 18,6 |
| 1959 | 17.353 | 3.309 | 19,1 |
| 1960 | 18.614 | 3.174 | 17,1 |
| 1961 | 20.879 | 3.381 | 16,2 |
| 1962 | 22.905 | 3.540 | 15,5 |
| 1963 | 25.897 | 7.542 | 29,1 |
| 1964 | 29.526 | 7.920 | 26,8 |
| 1965 | 31.724 | 7.144 | 22,5 |
| 1966 | 37.699 | 9.651 | 25,6 |
| 1967 | 40.637 | 8.913 | 21,9 |
| 1968 | 45.851 | 10.433 | 22,8 |
| 1969 | 52.124 | 13.039 | 25,0 |
| 1970 | 56.490 | 12.272 | 21,7 |
| 1971 | 62.516 | 15.239 | 24,4 |
| 1972 | 68.904 | 15.753 | 22,9 |
| 1973 | 76.272 | 16.438 | 21,6 |

Fuente: *Memorias de Iberduero (1944-1973)* y *Anuario Estadístico de España*.

de generación en el seno de la empresa. El cambio de escala de 1963 se observa también en este caso. La aportación de Iberduero a la producción eléctrica española total alcanzó casi el 30% en ese año, aunque descendió después a cotas situadas en torno al 20-25%. Como veremos más adelante, durante todos estos años Iberduero fue vendedora neta de energía, es decir que tuvo una capacidad de producción superior a la demanda de sus mercados propios.

En conjunto, la producción se multiplicó por casi veinticinco en los veintinueve años de nuestro estudio. Al margen de la mayor irregularidad, las tasas de aumento

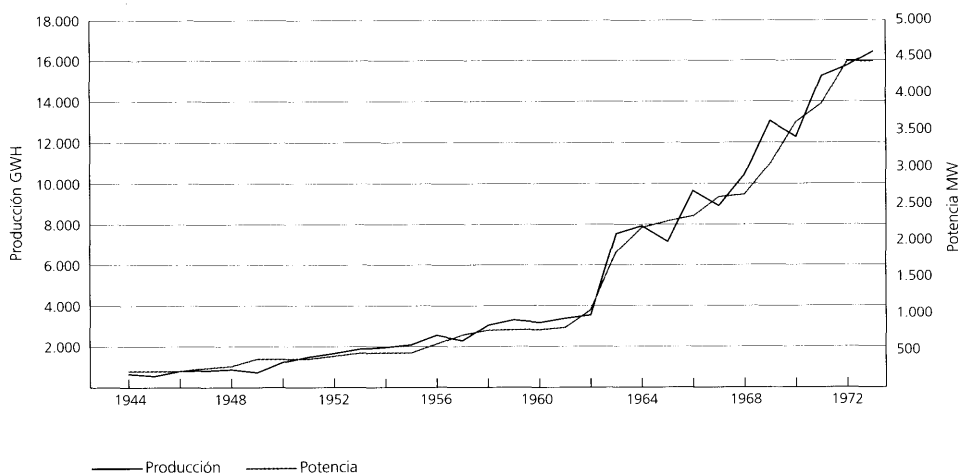
TABLA 2 Potencia instalada

| | EN MW | | | GRUPO IBERDUERO | |
|------|------------|---------|---------|-----------------|-----------------|
| | HIDRAULICA | TERMICA | NUCLEAR | TOTAL | SOBRE TOTAL (%) |
| 1944 | 1.412 | 415 | — | 1.827 | 223 |
| 1945 | 1.458 | 418 | — | 1.876 | 223 |
| 1946 | 1.500 | 437 | — | 1.937 | 223 |
| 1947 | 1.662 | 450 | — | 2.112 | 264 |
| 1948 | 1.756 | 478 | — | 2.234 | 290 |
| 1949 | 1.890 | 591 | — | 2.481 | 387 |
| 1950 | 1.906 | 617 | — | 2.523 | 387 |
| 1951 | 1.986 | 674 | — | 2.660 | 387 |
| 1952 | 2.192 | 771 | — | 2.963 | 427 |
| 1953 | 2.527 | 775 | — | 3.302 | 467 |
| 1954 | 2.553 | 883 | — | 3.436 | 469 |
| 1955 | 3.200 | 903 | — | 4.103 | 469 |
| 1956 | 3.659 | 1.063 | — | 4.722 | 589 |
| 1957 | 3.900 | 1.610 | — | 5.510 | 711 |
| 1958 | 4.195 | 1.878 | — | 6.073 | 777 |
| 1959 | 4.436 | 1.948 | — | 6.384 | 785 |
| 1960 | 4.600 | 1.967 | — | 6.567 | 785 |
| 1961 | 4.768 | 2.242 | — | 7.010 | 814 |
| 1962 | 5.190 | 2.298 | — | 7.488 | 1.053 |
| 1963 | 5.895 | 2.492 | — | 8.387 | 1.841 |
| 1964 | 7.020 | 2.706 | — | 9.726 | 2.178 |
| 1965 | 7.193 | 2.980 | — | 10.173 | 2.266 |
| 1966 | 7.680 | 3.457 | — | 11.137 | 2.337 |
| 1967 | 8.227 | 4.671 | — | 12.898 | 2.597 |
| 1968 | 8.543 | 5.292 | 153 | 13.988 | 2.630 |
| 1969 | 9.335 | 6.165 | 153 | 15.653 | 3.049 |
| 1970 | 10.883 | 6.888 | 153 | 17.924 | 3.607 |
| 1971 | 11.057 | 7.403 | 613 | 19.073 | 3.856 |
| 1972 | 11.136 | 9.615 | 1.120 | 21.871 | 4.434 |
| 1973 | 11.470 | 10.617 | 1.120 | 23.207 | 4.434 |

Fuente: *Memorias de Iberduero (1944-1973)* y *Anuario Estadístico de España*.

de la producción fueron similares, como es lógico, a las de la capacidad productiva. Sin embargo, resulta interesante constatar que de forma sistemática Iberduero mantuvo una participación superior en lo referido a la producción que por lo que hace a la potencia instalada. Aunque se trata de un indicador muy burdo, este hecho parece sugerir que la productividad de Iberduero era superior a la del conjunto del sistema eléctrico español. Sus centrales generaban durante más horas y obtenían mayor producto por kilovatio instalado.

GRÁFICO 1 Grupo Iberduero. Producción y potencia instalada (GWh y MW)



Fuente *Memorias de Iberduero (1944-1973)*.

GRÁFICO 2 Grupo Iberduero. Participación en la industria eléctrica española (%)



Fuente *Memorias de Iberduero (1944-1973)*.

2.2 LA ESTRATEGIA COMERCIAL. VIEJOS Y NUEVOS MERCADOS

La extraordinaria trayectoria expansiva en lo referido a la producción y a la ampliación de las instalaciones que debían generarla exigía una contrapartida, como es natural, en el ámbito de la demanda. En las páginas siguientes vamos a resumir las principales vicisitudes vividas por la empresa en este aspecto.

En el momento de realizarse la fusión que dio lugar a Iberduero, la situación de las dos empresas fusionadas no podía ser más diferente —y, por ende, complementaria— en lo referido a la comercialización. Como ya sabemos, Saltos del Duero había realizado denodados esfuerzos, ya desde los años treinta, para asegurarse algún ámbito de distribución directa. Estos esfuerzos se habían traducido en el control del mercado en las provincias de Salamanca y Cáceres y en un acuerdo de suministro con participación accionaria con la distribuidora dominante en la zona de Valladolid, que luego amplió sus actividades hacia Burgos y Soria.

Como sabemos bien, estos mercados eran entonces de muy poca entidad, especialmente en relación con la capacidad productiva de la central de Ricobayo y, todavía más, con la prevista para el conjunto de actuaciones en la cuenca del Duero. La posibilidad de una guerra abierta entre Duero y las grandes empresas eléctricas ya establecidas por el control del mercado fue el motor del acuerdo al que llegaron unas y otras en 1935.

Acabada la Guerra Civil, la situación del mercado eléctrico español había cambiado lo suficiente como para hacer inviable el mantenimiento del convenio de 1935. Saltos del Duero no podía hacer frente como estaba previsto a todo el aumento potencial del consumo y las empresas del grupo hidroeléctrico querían recuperar el derecho a aumentar su capacidad productiva. Una serie de convenios bilaterales modificaron las condiciones pactadas en 1935 en el sentido de permitir la construcción de nuevas centrales a cambio de conceder a Saltos del Duero el derecho a distribuir directamente en Madrid o en los mercados del norte bajo ciertas condiciones. Sin embargo, cuando en 1944 se produjo la fusión, Saltos del Duero no había hecho uso de esta facultad y seguía distribuyendo esencialmente a través de las empresas del antiguo grupo hidroeléctrico excepto en las zonas ya indicadas.

En estas zonas sin presencia de las grandes empresas, Saltos del Duero prosiguió con la política de ampliación de la distribución directa. Durante la guerra e inmediatamente después se consiguió la ampliación del mercado a las provincias de León y Zamora. En casi todos los casos el proceso consistía en la compra o la toma de control de pequeñas productoras o distribuidoras locales y la conexión de sus redes a las líneas de transporte de Saltos del Duero. En algunas ocasiones se tomaba una participación significativa en el negocio con el afán de asegurarse la distribución. Tal fue el caso respec-

to a Fuerzas Eléctricas de Navarra, empresa de la que Saltos del Duero adquirió acciones justo antes de la fusión.

Algunas iniciativas industriales de la inmediata posguerra tuvieron también relación con las posibilidades y necesidades de Saltos del Duero. En dos de ellas, las más destacadas, tuvo un protagonismo preeminente el conde de Arteche, presidente a la sazón del Banco de Bilbao y de Saltos. El primero de estos proyectos consistía en la instalación en Valladolid o zona próxima de una planta de producción de aluminio, un proceso —como es sabido— altamente consumidor de electricidad. Se constituyó bajo la presidencia del conde de Arteche una empresa —Construcciones Electromecánicas (SECEM)— que en 1940 disponía ya de la autorización administrativa y de las patentes internacionales necesarias para el empeño. La planta debería tener como principal suministrador a Saltos del Duero, con la vista puesta especialmente en la futura central de Villalcampo. Sin embargo, el proyecto topó con el afán intervencionista del Instituto Nacional de Industria, que estimaba que esta era una actividad que entraaba dentro de sus competencias. El enfrentamiento entre Juan Antonio Suanzes y Arteche fue muy duro, llegando a las amenazas por escrito⁷. Finalmente, el presidente de Saltos hubo de ceder y las autorizaciones y los derechos de patentes de SECEM pasaron a la empresa pública Endasa. También el proyecto energético se vio alterado. Fue justamente la demanda prevista para Endasa la que justificó la constitución de la Empresa Nacional de Electricidad, Endesa, y la construcción de la central térmica de Ponferrada⁸. Aunque Endasa fue cliente de Iberduero, la demanda no fue nunca la inicialmente prevista.

Otra iniciativa de Arteche sí llegó a buen puerto. En 1940 se constituyó Nitratos de Castilla (NICAS), para la producción de abonos nitrogenados. La producción debía situarse asimismo en Valladolid y utilizar electricidad de Saltos. El proyecto también encontró obstáculos en el INI⁹, pero la fábrica pudo finalmente inaugurarse en 1950, constituyendo un buen cliente para Iberduero.

Mientras los directivos de Saltos del Duero buscaban afanosamente mercados para su electricidad, Hidroeléctrica Ibérica disponía de un fuerte control sobre uno de los mercados más importantes de España y de mayor potencial de crecimiento, el de Vizcaya. Disponía también de una posición significativa pero no dominante en Guipúzcoa y Álava. A lo largo de su trayectoria, Ibérica adquirió o pasó a controlar diversas empresas distribuidoras, entre las que cabe destacar Unión Eléctrica Vizcaína —que había contribuido a fundar—, Distribuidora Eléctrica Guipuzcoana, Irurak Bat y Electra Vasco Alavesa.

Iberduero nacía pues con una notable capacidad de producción actual y futura y con mercados propios de gran potencial, pero también con muchas posibilidades de ampliar estos últimos tanto en las áreas en las que ya estaba presente como en otras de nuevo

acceso. Hemos de tener presente que durante todos estos años Iberduero fue casi siempre una empresa excedentaria, esto es que vendía más electricidad a otras empresas eléctricas de la que adquiría a terceros, y por tanto con posibilidades de abastecer a más clientes. Vamos a referirnos, en primer lugar, a la ampliación de los mercados en lo que podríamos llamar áreas de mercado tradicionales, para pasar luego a referirnos a los nuevos mercados.

Uno de los procesos más importantes que se dio en los primeros diez años de la historia de Iberduero fue la consolidación del mercado en el País Vasco y Navarra. Como hemos indicado más arriba, poco antes de la fusión Duero había adquirido una participación de Fuerzas Eléctricas de Navarra para intentar penetrar en el área de predominio de Ibérica. Esta empresa tenía instalaciones en Guipúzcoa donde actuaba a través de una distribuidora local. En este territorio existían además muchas otras empresas menores que explotaban pequeñas centrales a la vez que adquirían fluido a Ibérica. Tras la fusión se completó la compra de Fuerzas Eléctricas de Navarra y se produjo la progresiva integración de las otras empresas menores hasta conseguirse en pocos años el completo control de los mercados navarro y guipuzcoano.

En Álava, el nivel de electrificación en aquellos años era muy débil. En 1950, Iberduero adquirió las dos empresas que actuaban en la zona y las unificó en una sola distribuidora, Vitoriana de Electricidad. También en el mercado cacereño, penetrado en su momento por Duero, se produjo una consolidación de la presencia de la empresa tras la compra de otra distribuidora local.

En lo referido a nuevos mercados, dos son las iniciativas que merecen mayor consideración: los contratos firmados con Électricité de France (EDF) y la entrada en el mercado madrileño. Las ventajas de establecer un intercambio con Francia resultaban obvias. No sólo por las dificultades de falta de suministro por las que pasaba el mercado español en los cuarenta y los cincuenta, sino por puras razones de complementariedad. Siendo el sistema eléctrico español, y especialmente el de Iberdurero, estrechamente dependiente de la hidraulicidad, los intercambios con Francia podían permitir la adquisición de energía en los momentos de estiaje y su venta en la fase de deshielo. Este fue efectivamente el objetivo básico del primer contrato de intercambio firmado entre Iberduero y EDF en 1950, con un monto situado entre los 150 y 180 MWh en cada sentido. Este contrato fue renovado dos años después por un volumen de intercambio de 700 MWh y con la participación de Energía e Industrias Aragonesas. En 1954 la relación con EDF pasó a concertarse a través de la entidad Hispanelec, en la que participaban por parte española Iberduero, Fenosa y Saltos del Sil.

En los primeros años sesenta esta relación de intercambio se vio afectada por la firma de un convenio específico entre EDF y la empresa ENHER. Esta compañía, dependiente del INI y que desarrollaba sus proyectos en las cuencas de la Noguera Ribagor-

zana y del Ebro, no tenía un acceso propio al mercado. Ante las dificultades para llegar a acuerdos de distribución optó por firmar un contrato con la firma francesa por el que se comprometía a la venta de un determinado monto de electricidad y aceptaba el pago de indemnizaciones en caso de incumplimiento. En los años siguientes a la firma, entre 1963 y 1965, ENHER fue incapaz de proveer el suministro requerido, por lo que recurrió a Iberduero para que realizara las exportaciones en su nombre. En algunos momentos, sin embargo, esta exportación fue prohibida por el Gobierno para evitar el desabastecimiento del mercado interior y ENHER tuvo que hacer frente a las multas correspondientes¹⁰.

La implantación en el mercado madrileño tuvo otras características. Como indicamos más arriba, las revisiones realizadas al finalizar la Guerra Civil al convenio de 1935 autorizaron a Saltos del Duero a distribuir directamente en Madrid en alta tensión. Sin embargo, la empresa, y después Iberduero, optó por mantener la distribución a través de Hidroeléctrica Española y de Unión Eléctrica. La situación cambió al entrar en funcionamiento las Tarifas Tope Unificadas y exigir las distribuidoras condiciones más favorables a sus intereses. Iberduero acordó, en 1953, iniciar las gestiones para establecer una red de distribución en Madrid. Pese a que la entrada en el mercado madrileño se realizó de forma no traumática, atrayendo a clientes nuevos o mediante pactos de intercambio con las otras empresas, el hecho es que los efectos de la competencia empezaron a dejarse sentir. La tensión llegó al punto en que fue aconsejable la consecución de un acuerdo de reparto de zonas. Éste se firmó finalmente en 1963 y adjudicaba a Iberduero un área situada al suroeste de Madrid, entre las carreteras de Andalucía y Extremadura. Una zona en aquel momento todavía poco poblada pero que iba a tener un desarrollo espectacular en los años siguientes.

El desarrollo de estos nuevos mercados no alteró el hecho cierto de que el núcleo del negocio de Iberduero siguió estando en el País Vasco. En 1964 la empresa y sus filiales vendían el 37% del fluido que comercializaban en la provincia de Vizcaya, el 22% en Guipúzcoa y el 5% en Álava; un 64% del total. Castilla y León era la segunda zona en importancia en lo referido a las ventas: un 12% en Valladolid, y un 9% en el conjunto de las restantes provincias. El mercado navarro representaba un 5% del total y el madrileño un 4,5%, teniendo las demás provincias participaciones muy inferiores.

Naturalmente, y al margen de las vicisitudes en lo referido a la búsqueda de nuevos mercados, el fenómeno más importante fue sin duda el crecimiento general de la demanda de electricidad en España. No debemos perder de vista que España fue uno de los países del mundo con mayor crecimiento de la demanda energética en estos años. Entre 1944 y 1973 se registró un aumento anual acumulativo del 10% anual, una tasa extraordinaria que implicó la multiplicación por 16 de la producción necesaria para abastecerla. Iberduero, como acabamos de ver, jugó un papel de protagonista principal en este gigantesco esfuerzo.

3 LA ECONOMÍA DE IBERDUERO EN SU ETAPA DE MÁXIMA EXPANSIÓN: FINANCIACIÓN Y RESULTADOS ECONÓMICOS

La gran expansión productiva que acabamos de estudiar, además de exigir grandes esfuerzos técnicos y de organización, precisó también, como es natural, de la aportación de ingentes recursos económicos. En este apartado vamos a analizar la evolución de Iberduero desde la perspectiva estrictamente económico-financiera haciendo especial hincapié en la política financiera adoptada y en los resultados económicos de la empresa.

El capítulo consta de dos partes. En la primera analizaremos la estructura financiera de la sociedad y los cambios que esta experimentó así como el origen y los mecanismos utilizados para la obtención de recursos financieros. En la segunda nos centraremos en la rentabilidad de la empresa y en la política seguida respecto a la remuneración de sus accionistas.

3.1 ESTRUCTURA FINANCIERA Y ORIGEN DE LOS RECURSOS

Como es bien sabido, la producción de electricidad es una de las actividades económicas más intensivas en capital fijo. Esto quiere decir que la mayor parte de los recursos de que disponen las empresas eléctricas deben dedicarse a construir y mantener las instalaciones de producción y transporte (presas, maquinaria de generación y transformación, líneas de transporte y distribución, etc.) y sólo de forma marginal al almacenamiento de materias primas o al pago de salarios y otros costes corrientes. Esta característica, propia de toda empresa eléctrica, es todavía más acusada en aquellas cuya forma dominante de generación es la fuerza hidráulica. Si tenemos en cuenta que a finales de los años sesenta Iberduero todavía obtenía casi el 80% de su producción de centrales hidroeléctricas, comprenderemos las razones de la estructura de sus balances.

La tabla 3 muestra, en porcentajes, las principales partidas del activo y del pasivo de la sociedad en los años que nos ocupan. Como podemos observar el apartado «instalaciones» se mantiene durante la mayor parte del período en torno al 70% del total del balance. El incremento súbito del apartado «valores» que se produce en 1963 se debe a la adquisición de Saltos del Sil, que adoptó la forma de intercambio de acciones y no, en aquel momento, de absorción. A partir de 1965 se inició un proceso de regularización del activo que conllevó un notable incremento del valor en libros de las instalaciones, lo que impulsó de nuevo al alza la participación de esta partida en el total del balance. Si tenemos en

TABLA 3 Principales partidas del balance

| | ACTIVO (%) | | | | PASIVO (%) | | | | |
|------|---------------|---------|----------------------------------|--|-------------------------|--|--------------------------------|--|--------------------------------|
| | INSTALACIONES | VALORES | DISPONIBLE Y OTRAS CUENTAS | TOTAL BALANCE MILLONES DE PESETAS | CAPITAL DESEMBOLSADO | RESERVAS Y OTROS FONDOS PROPIOS | OBLIGACIONES EN CIRCULACIÓN | PRÉSTAMOS A LARGO PLAZO Y OTRAS CUENTAS | ACREEDORES A CORTO PLAZO |
| 1944 | 67,9 | 11,7 | 20,4 | 709,7 | 64,6 | 3,3 | 17,0 | — | 15,0 |
| 1945 | 79,3 | 11,9 | 8,8 | 729,1 | 72,7 | 3,4 | 16,3 | — | 7,6 |
| 1946 | 67,9 | 14,4 | 17,7 | 965,3 | 65,4 | 5,0 | 12,2 | — | 17,4 |
| 1947 | 75,3 | 14,4 | 10,3 | 1.056,2 | 66,3 | 5,1 | 10,9 | — | 17,7 |
| 1948 | 77,1 | 13,1 | 9,8 | 1.271,2 | 56,5 | 6,6 | 20,7 | — | 16,2 |
| 1949 | 67,4 | 11,5 | 21,1 | 1.718,4 | 49,2 | 7,2 | 15,6 | — | 28,0 |
| 1950 | 76,1 | 13,1 | 10,8 | 1.761,5 | 57,8 | 7,7 | 15,1 | — | 19,4 |
| 1951 | 65,6 | 9,6 | 24,8 | 2.377,3 | 54,4 | 8,7 | 11,1 | — | 25,8 |
| 1952 | 71,9 | 10,9 | 17,2 | 2.528,6 | 57,6 | 9,5 | 10,3 | — | 22,6 |
| 1953 | 74,6 | 11,4 | 14,0 | 3.014,1 | 51,6 | 8,7 | 8,6 | — | 31,2 |
| 1954 | 70,5 | 9,9 | 19,6 | 3.788,9 | 50,7 | 9,0 | 13,3 | — | 27,1 |
| 1955 | 73,0 | 9,8 | 17,2 | 4.311,8 | 46,9 | 8,5 | 17,3 | — | 27,2 |
| 1956 | 73,5 | 9,0 | 17,5 | 5.287,0 | 48,5 | 9,3 | 14,0 | — | 28,2 |
| 1957 | 68,6 | 7,3 | 24,1 | 7.079,9 | 45,9 | 12,4 | 13,8 | — | 27,9 |
| 1958 | 73,0 | 7,3 | 19,6 | 7.825,0 | 44,9 | 13,9 | 15,6 | — | 25,6 |
| 1959 | 76,4 | 9,6 | 14,1 | 8.601,3 | 46,2 | 13,6 | 14,0 | — | 26,2 |
| 1960 | 77,6 | 8,8 | 13,7 | 9.842,2 | 49,1 | 14,6 | 12,1 | — | 24,2 |
| 1961 | 79,1 | 9,9 | 11,0 | 10.485,5 | 48,1 | 15,9 | 11,2 | — | 24,8 |
| 1962 | 77,5 | 11,0 | 11,6 | 11.505,8 | 47,8 | 15,9 | 10,1 | — | 26,1 |
| 1963 | 54,5 | 37,1 | 8,4 | 17.384,9 | 38,8 | 33,0 | 6,6 | — | 21,6 |
| 1964 | 53,0 | 37,2 | 9,8 | 18.681,0 | 41,0 | 31,5 | 6,1 | 2,5 | 18,9 |
| 1965 | 64,0 | 28,6 | 7,4 | 25.490,2 | 34,2 | 42,0 | 4,4 | 2,7 | 16,8 |
| 1966 | 71,7 | 21,7 | 6,5 | 34.831,4 | 28,9 | 46,8 | 10,3 | 3,0 | 11,0 |
| 1967 | 75,0 | 16,2 | 8,9 | 49.365,9 | 26,3 | 42,9 | 12,3 | 4,2 | 14,3 |
| 1968 | 74,5 | 16,8 | 8,6 | 57.829,0 | 29,4 | 36,8 | 19,1 | 3,3 | 11,4 |
| 1969 | 76,0 | 15,7 | 8,3 | 63.760,2 | 33,0 | 31,3 | 21,2 | 2,2 | 12,3 |
| 1970 | 74,9 | 16,3 | 8,9 | 69.924,9 | 37,1 | 28,3 | 19,9 | 1,3 | 13,5 |
| 1971 | 75,3 | 15,9 | 8,8 | 75.237,6 | 46,1 | 27,3 | 14,9 | 0,6 | 11,0 |
| 1972 | 74,7 | 15,2 | 10,1 | 82.431,9 | 45,9 | 28,2 | 9,5 | 0,2 | 16,2 |

Fuente: Memorias de Iberduero (1944-1973).

cuenta, pues, que la partida «valores» recoge en general la participación en empresas que a su vez tenían como activos predominantes instalaciones de producción hidroeléctrica, llegaremos a la conclusión que Iberduero tenía dedicado financiar el inmovilizado entre el 80 y el 90% de sus recursos.

Toda empresa con pretensiones de estabilidad debe ajustar sus vías de financiación al tipo de activo que se deriva de su actividad. En el caso que nos ocupa, lo conveniente es que las fuentes financieras que vengan a cubrir las ampliaciones de capacidad sean o bien recursos propios no exigibles o préstamos a largo plazo que puedan amortizarse

con los beneficios regulares. En el caso de Iberduero la cuestión financiera y las estrategias adoptadas para afrontarla se convirtieron en un elemento trascendental en el devenir de la empresa como consecuencia de la adopción de una política de fortísima expansión de la capacidad productiva. Recordemos que entre 1944 y 1973 la potencia instalada por la empresa —incluidas filiales— pasó de 223 a 4.434 MW y que en este período se pusieron en marcha centrales de la magnitud de la hidroeléctrica de Aldeadávila (1961-1964), que con 718,2 MW era la mayor de su tipo de España, la térmica de Santurce (1968-1972), con casi 1.000 MW, y la nuclear de Santa María de Garoña (1971), con 460 MW. Las necesidades financieras derivadas de esas ampliaciones alcanzaron, para los treinta años contemplados, una cifra cercana a los 60.000 millones de pesetas, que podemos comparar con los 700 millones que alcanzaba el balance de la sociedad en 1944.

Para presentar una visión de conjunto del esfuerzo inversor realizado y de los orígenes de los recursos invertidos hemos elaborado la tabla 4. En ella se muestra la evolución de las necesidades anuales de financiación y la distribución entre las diversas fuentes de recursos. En primer lugar, debemos destacar que, en térmicos absolutos, los años de mayor intensidad inversora fueron 1963 (compra de Saltos del Sil) y el período 1966-1971, cuando se concentraron las construcciones de la hidráulica de Villarino, la gran térmica de Santurce y la nuclear de Garoña. Naturalmente, si comparamos la inversión anual con la dimensión de la empresa en cada momento, la valoración sería algo distinta. Desde este punto de vista relativo, y al margen de la compra de Sil, el esfuerzo se distribuyó de forma mucho más regular, situándose el aumento anual en torno al 15-25% del volumen total de recursos ya empleados.

Pasemos ahora al análisis de las estrategias de financiación. Tal como reflejan las cifras de la tabla 4, la principal fuente de financiación fue la ampliación del capital propio de la sociedad. Por esta vía se cubrieron en torno al 50% de las necesidades de financiación. El segundo instrumento utilizado fue la emisión de obligaciones, aunque lo fue de forma irregular a lo largo del período. Como veremos después, las fórmulas utilizadas también cambiaron, desde las obligaciones simples al principio a las convertibles más tarde. Los préstamos a largo plazo sólo se utilizaron en los años 1964-1967 y aun de forma relativamente modesta. El recurso al endeudamiento a corto plazo sólo se dio de forma relevante en aquellos años en los que no se acordó aumento de capital o emisión de obligaciones. Se trataba de un endeudamiento cíclico que era reabsorbido en los años inmediatamente posteriores.

Finalmente, el rasgo más significativo de la estrategia de financiación seguida durante todo el período fue, sin duda, la poca importancia otorgada a la generación interna de recursos. Los beneficios generados se dedicaron de forma casi exclusiva a la remuneración del capital, dejando cantidades menores para la ampliación de las reservas. Sólo durante algunos años, a principios de la década de 1960, alcanzó la autofinanciación una presencia significativa en el aporte global de recursos. Debemos tener

TABLA 4 Necesidades anuales de financiación y origen de los fondos

| | NECESIDADES DE FINANCIACIÓN NETAS (SIN AMORTIZACIONES) | | INVERSIÓN SOBRE BALANCE DEL AÑO ANTERIOR (%) | DISTRIBUCIÓN POR ORIGENES (%) | | | | | |
|------|---|-----------------------------------|--|-------------------------------|---------------------------|--------------|----------------------------|-----------------------------|------------------|
| | MILLONES DE PESETAS CORRIENTES | MILLONES DE PESETAS DE 1973 | | TOTAL | INCREMENTOS DE CAPITAL | OBLIGACIONES | PRÉSTAMOS A LARGO PLAZO | ACREEDORES A CORTO PLAZO | AUTOFINANCIACIÓN |
| 1945 | 91 | 698 | 14,2 | 100 | 79 | -2 | - | 22 | 1 |
| 1946 | 168 | 984 | 23,0 | 100 | 72 | -1 | - | 28 | 1 |
| 1947 | 159 | 795 | 17,8 | 100 | 44 | -1 | - | 55 | 2 |
| 1948 | 215 | 1.004 | 20,4 | 100 | 21 | 69 | - | 8 | 2 |
| 1949 | 275 | 1.218 | 21,6 | 100 | 57 | 2 | - | 38 | 4 |
| 1950 | 216 | 862 | 13,9 | 100 | 83 | -1 | - | 17 | 1 |
| 1951 | 355 | 1.296 | 20,1 | 100 | 94 | -1 | - | 4 | 3 |
| 1952 | 314 | 1.170 | 14,8 | 100 | 52 | -1 | - | 41 | 8 |
| 1953 | 584 | 2.142 | 24,0 | 100 | 17 | 0 | - | 81 | 3 |
| 1954 | 622 | 2.255 | 20,6 | 100 | 64 | 39 | - | -10 | 7 |
| 1955 | 624 | 2.175 | 17,2 | 100 | 16 | 39 | - | 41 | 4 |
| 1956 | 826 | 2.719 | 19,4 | 100 | 76 | -1 | - | 22 | 3 |
| 1957 | 1.340 | 3.985 | 26,3 | 100 | 76 | 18 | - | 3 | 3 |
| 1958 | 1.008 | 2.641 | 15,7 | 100 | 30 | 24 | - | 30 | 17 |
| 1959 | 1.166 | 2.847 | 15,7 | 100 | 33 | -1 | - | 55 | 13 |
| 1960 | 1.101 | 2.656 | 12,8 | 100 | 78 | -1 | - | 0 | 23 |
| 1961 | 784 | 1.859 | 8,1 | 100 | 18 | -2 | - | 63 | 20 |
| 1962 | 979 | 2.193 | 9,3 | 100 | 47 | -1 | - | 28 | 26 |
| 1963 | 5.920 | 12.205 | 51,6 | 100 | 82 | 0 | - | 16 | 2 |
| 1964 | 1.296 | 2.480 | 7,5 | 100 | 52 | -1 | 36 | -11 | 24 |
| 1965 | 1.875 | 3.170 | 10,0 | 100 | 41 | -1 | 10 | 28 | 22 |
| 1966 | 3.924 | 6.240 | 19,1 | 100 | 34 | 63 | 9 | -11 | 4 |
| 1967 | 6.253 | 9.339 | 25,5 | 100 | 19 | 40 | 17 | 19 | 6 |
| 1968 | 6.607 | 9.434 | 21,5 | 100 | 28 | 75 | -2 | -4 | 3 |
| 1969 | 4.494 | 6.262 | 12,0 | 100 | 38 | 55 | -12 | 18 | 0 |
| 1970 | 4.516 | 5.911 | 10,8 | 100 | 46 | 44 | -12 | 24 | -3 |
| 1971 | 5.973 | 7.174 | 12,9 | 100 | 89 | 0 | -7 | 18 | 0 |
| 1972 | 2.013 | 2.231 | 3,8 | 100 | 24 | -1 | -17 | 91 | 4 |

Fuente: *Memorias de Iberduero (1944-1973)*.

en cuenta, en todo caso, que nos estamos refiriendo a los recursos adicionales a los conseguidos mediante al amortización ordinaria de activos. La adición de las amortizaciones, sin embargo, no cambiaría significativamente el juicio que acabamos de realizar. Las cantidades establecidas como amortizaciones se situaron en torno al 1,5% anual del valor del inmovilizado entre 1945 y 1952, para ascender en la década posterior hasta el 2,5% de media y alcanzar en los años finales del período que estudiamos en torno a un 3%. Resulta claro que la dirección de Iberduero optó por asegurarse la fidelidad de sus accionistas mediante una remuneración atractiva, en la confianza de que esto proporcionaría una vía más fácil y económica de conseguir nuevos recursos. No se

equivocaron, ya que no parece que en ningún momento toparan con dificultades serias para colocar las emisiones de capital que situaron en el mercado.

Visto el panorama general, conviene que nos acerquemos ahora a la dinámica del período y al papel jugado por cada tipo de financiación. Recordemos, para empezar, las condiciones en las que se realizó, en 1944, la fusión de Hidroeléctrica Ibérica y Saltos del Duero, punto de partida de la nueva empresa. La operación tomó la forma de absorción de Duero por Ibérica, pero las razones para ello fueron puramente fiscales y legales, ya que las acciones de ambas empresas fueron intercambiadas por acciones de la nueva sociedad por su valor nominal. De hecho Duero tenía mayor capital nominal que Ibérica (280 millones frente a 250 millones) aunque el de Duero no estaba totalmente desembolsado. Los privilegios con que contaban algunas acciones de Duero respecto al reparto de beneficios fueron compensados con la entrega de una bonificación de 1.000 pesetas. Así las cosas, la nueva empresa nació con un capital nominal de 530 millones de pesetas y un capital desembolsado de 458,7 millones. En lo referido a las obligaciones, Iberduero se hacía cargo de los 120,7 millones que en aquellos momentos mantenían en circulación las empresas fusionadas.

En los años inmediatamente posteriores a la formación de la nueva sociedad, las necesidades financieras que derivaban de la construcción de los grandes saltos del sistema Duero, Villalcampo, Castro y Saucelle, se cubrieron esencialmente con emisiones de capital. Éstas se realizaron en 1946, 1949, 1951, 1954, 1956 y 1957. Alcanzaron un importe nominal total de 3.256,8 millones de pesetas, pero al realizarse a tipos superiores a la par proporcionaron a la empresa 3.785,2 millones. Las primas de emisión oscilaron entre el 6 y el 30%, quedando en todo caso el desembolso muy por debajo de la cotización de las acciones, que se situaba en estos años en torno al 200%. De esta forma los accionistas, que detentaban una opción de suscripción preferente, veían significativamente incrementada la rentabilidad de su inversión. Se realizaron también algunas emisiones de acciones de menor cuantía (hasta 101,6 millones) para realizar intercambios con las de algunas empresas adquiridas.

La segunda fuente de financiación significativa, aunque de menor relevancia, fue la emisión de obligaciones. La primera tuvo lugar en 1948 por 150 millones y las cuatro posteriores en 1954, 1955, 1957 y 1958 por 250 millones cada una. En total, durante este primer período, 1.150 millones. El tipo de interés acordado oscilaba entre el 6 y el 6,75% y el plazo de amortización entre los 30 y los 50 años. Excepto la primera, todas fueron colocadas ligeramente por debajo de la par con el fin de hacer más atractiva su rentabilidad efectiva. Según la sociedad, nunca hubo problemas para encontrar compradores.

En 1959 inició la sociedad una práctica que se generalizaría más tarde y que hay que enmarcar en la citada estrategia de maximizar la rentabilidad de los accionistas. Se trata del reparto gratuito de acciones con cargo a reservas. En ese año se hizo una emisión de 156.000 acciones que fueron entregadas a los accionistas sin coste a razón de una

nueva por cada cincuenta antiguas. Este tipo de operaciones no significa ninguna alteración en la estructura financiera de la sociedad, puesto que se sustituyen recursos propios no exigibles, las reservas, por otro tipo de recursos propios no exigibles, el capital. Tampoco debería representar un beneficio para los accionistas, puesto que el valor de la empresa no cambia y sería de esperar un descenso en la cotización de las acciones hasta quedar distribuido el mismo valor total entre el nuevo número de acciones en circulación. Sin embargo, el funcionamiento peculiar del mercado financiero español hacía que, habitualmente, esa dilución del valor no se produjera o fuera incompleta, con lo que los accionistas veían aumentar en términos efectivos su rentabilidad.

De 1960 a 1962 se produjeron dos nuevas emisiones de acciones a suscribir y otra de carácter gratuito. Las primeras fueron realizadas a la par por un importe total cercano a los 1.500 millones de pesetas, mientras la gratuita puso en el mercado 132.600 acciones en una proporción de una nueva por cada 75 antiguas. Recordemos que las emisiones a la par significaban un beneficio adicional para el accionista que podía vender su derecho de suscripción por una cantidad que, lógicamente, era la diferencia entre el nominal y el valor que alcanzaba la acción en bolsa. Así, por ejemplo, la ampliación de 1960, que dio a los accionistas el derecho a suscribir una acción nueva por cada cuatro antiguas, pudo llegar a suponer un ingreso adicional en concepto de derechos de suscripción de 220 pesetas por acción, cuando los beneficios regulares, como veremos, no iban más allá de unas 50-60 pesetas anuales por acción. La sociedad hubiera podido optar por emitir sus acciones al precio de cotización en el mercado, con lo que hubiera acumulado amplias reservas. Una política de este estilo, sin embargo, le hubiera enajenado el aprecio de sus accionistas que buscaban su rentabilidad en los derechos de suscripción y en la recepción de acciones liberadas. En términos comerciales podríamos decir que se optó por mantener la fidelidad de los accionistas aunque fuera a cambio de tener que realizar llamamientos más frecuentes a la ampliación de capital.

En 1963 se produjo la mayor operación de absorción de toda la trayectoria de Iberduero, la adquisición de Saltos del Sil. Esta empresa, como ya se ha comentado, se había creado en 1945 y disponía de diversas centrales en el tramo central del río Sil. Las más importantes eran la de San Esteban (265.000 kW), inaugurada en 1955, y la de Puente Bibey (285.000 kW) que estaba en aquellos momentos en la fase final de construcción. Saltos del Sil era una sociedad en cuyo capital participaban de forma preeminente algunos de los grandes bancos españoles, como el Central y el Santander. Sus propietarios habían decidido poner a la venta la empresa, probablemente animados por las elevadas valoraciones que podía alcanzar y ante el hecho de no disponer prácticamente de mercado propio y de haber alcanzado ya los límites de aprovechamiento de su zona de concesión.

El acuerdo alcanzado se concretó en un intercambio accionarial por el que se ofrecieron tres acciones de Iberduero por cuatro acciones de Saltos del Sil. Esta última

empresa tenía un capital nominal de 1.600 millones representado por 3,2 millones de acciones. Iberduero emitió 2,4 millones de acciones para hacer posible el intercambio. Si atendemos a la cotización media de ambas empresas durante 1962, el tipo de intercambio establecido significó una prima para los accionistas de Sil de un 20% aproximadamente. Naturalmente, la decisión se tomó teniendo en cuenta también factores de oportunidad y de futuro: la cercanía de la zona productora de Saltos del Sil respecto a las líneas de transporte de Iberduero, la conveniencia de reforzar la posición como primera empresa productora y primera empresa hidroeléctrica, el riesgo que podía comportar la absorción de Sil por alguna empresa competidora, etc. Lo cierto es que los ratios de rentabilidad —como veremos más adelante— empezaron a disminuir a partir de ese año, pero ello no debe atribuirse únicamente a la adquisición de Saltos del Sil. Otros elementos, como la evolución de las tarifas y la indispensable potenciación de la producción térmica, jugaron también un papel destacado en el descenso.

A partir de 1963 la política financiera seguida por Iberduero experimentó algunos cambios, aunque siempre en el marco de la estrategia general adoptada desde el principio. Las ampliaciones de capital con desembolso se hicieron anualmente con una regularidad casi total por un importe que casi siempre representaba un incremento del 10% en el capital nominal de la sociedad. Se convirtieron también en prácticamente anuales las entregas gratuitas de acciones con cargo a reservas, primero a la reserva general y a partir de 1966 al fondo de regularización. En conjunto, entre 1964 y 1973 se emitió capital para suscripción por 19.022,2 millones de pesetas y se entregaron libres de cargo a los accionistas acciones por un nominal de 13.083 millones.

Por lo que se refiere a las obligaciones, no se hizo ninguna nueva emisión hasta 1966 y a partir de aquel momento se hicieron siete de forma sucesiva por un importe global de 14.500 millones. Por esta razón, tal como nos muestra la tabla 4, el período 1966-1970 fue el único en el que el producto de las obligaciones fue superior al de las ampliaciones de capital. El tipo de interés neto ofrecido fue del 6,25-6,50% excepto en la emisión de 1970 en la que alcanzó el 8%. Todas las obligaciones emitidas en esta segunda etapa salvo las correspondientes a la primera emisión tuvieron el carácter de convertibles. El tipo de conversión era inferior en 15 enteros a la cotización de las acciones en bolsa en el momento de llevarla a cabo, lo que representaba un incentivo suficiente para que las emisiones fueran colocadas sin problemas.

Para comprender y valorar debidamente la política financiera adoptada por Iberduero en estos años, hay que tener en cuenta los fuertes cambios que experimentó la regulación del sistema financiero español durante el período. Estos cambios facilitaron enormemente la colocación de activos financieros por parte de las compañías eléctricas. La línea general dominante fue el incremento del control del Estado sobre los recursos de las entidades

financieras, bancos y cajas de ahorro en especial. El proceso se inició con las cajas de ahorro que vieron como en 1951 se les imponían severas restricciones a su política de inversiones, pero el cambio fundamental se inició después del Plan de Estabilización. Así, por ejemplo, en 1962 se autorizó a las cajas a cubrir su coeficiente obligatorio en valores públicos con títulos privados de renta fija debidamente aprobados. Más adelante, en 1964, se estructuró un nuevo sistema de coeficientes pero se mantuvo la posibilidad de utilizar valores eléctricos para cubrirlos. Esto abrió las puertas a las compañías eléctricas para la colocación en las cajas de sus obligaciones. No debe extrañarnos que Iberduero, como otras compañías, aprovechara la situación para aumentar el uso de este instrumento financiero. Hay que tener en cuenta, además, que los tipos de interés de estas operaciones también estaban regulados y se mantenían por debajo de los de mercado.

También los bancos fueron forzados, a partir de 1963, a dedicar determinados porcentajes de sus depósitos a algunas actividades que se consideraban prioritarias, entre las que se encontraba la producción de electricidad. En este caso, las ventajas eran sobre todo para el crédito a corto y medio plazo, y sin duda tuvieron efectos benéficos sobre los costes financieros de aquellas empresas que, como Iberduero, se veían forzadas en determinados momentos a mantener un fuerte endeudamiento a corto plazo.

En definitiva podemos concluir afirmando que la política financiera aplicada por Iberduero en esta etapa de gran expansión vino caracterizada por una gran confianza en los mercados de crédito y, muy especialmente, en sus propios accionistas tradicionales. La sociedad prefirió transferir a sus accionistas vía dividendos directos e indirectos la mayor parte de las ganancias obtenidas y reclamarles la suscripción de nuevas acciones cuando la construcción de nuevas centrales lo exigía. Así las cosas, la entidad mantuvo un coeficiente de endeudamiento muy moderado, lo que sin duda redundó en una mayor rentabilidad.

3.2 BENEFICIOS Y RENTABILIDAD ECONÓMICA

La actividad económica de la empresa produjo, durante toda la etapa que aquí estudiamos, resultados económicos positivos. De hecho sólo en un ejercicio, 1965, fueron los beneficios brutos inferiores a los del año anterior. Entre 1945, primer ejercicio completo de la compañía, y 1973, los beneficios brutos se multiplicaron por 370. Lo que procede, sin embargo, para valorar esta evolución es comparar estos resultados con los recursos de que disponía en cada momento la compañía. Hemos elaborado, a estos efectos, dos indicadores. El primero relaciona el margen de explotación, esto es la diferencia entre los ingresos y los gastos directos de explotación, con los recursos totales a disposición de la compañía, el activo total (ROA). El segundo relaciona los beneficios brutos con los recursos propios, capital más reservas (ROE). Ambos indicadores se reflejan en el gráfico 3. Dos calificaciones resultan necesarias para

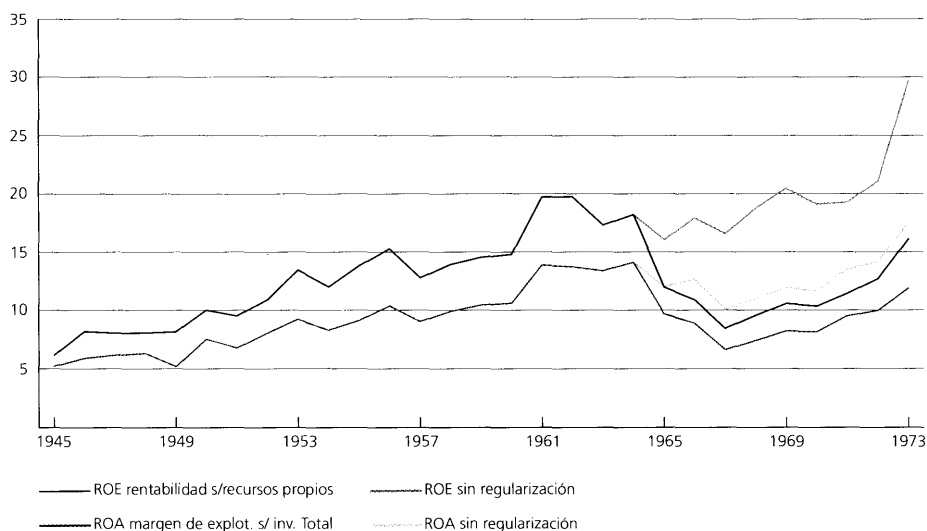
valorar correctamente estos cálculos. En primer lugar debemos precisar que hemos utilizado los beneficios brutos antes de amortizaciones e impuestos porque creemos que reflejan mejor la rentabilidad directa de la compañía. La política de amortizaciones era variable y, obviamente, los débitos fiscales no dependían de la voluntad de la empresa. En segundo lugar debemos llamar la atención sobre el hecho de que tanto los recursos totales como los recursos propios se vieron afectados en el momento en que la compañía procedió a la revalorización contable de sus activos. Como ya señalamos, estos ajustes autorizados por la ley se produjeron a partir del año 1965. Por ello el gráfico muestra la evolución de los indicadores con dos variantes a partir de aquel año, según se tengan en cuenta o no los incrementos nominales del valor de los activos afectos a la regularización.

Como puede observarse, la rentabilidad de la compañía —dejando al margen variaciones menores— pasó por tres fases distintas. La primera, de franco crecimiento, cubre el período que va desde la creación de la empresa hasta 1961-1962. La rentabilidad de la sociedad, sea cual sea el indicador utilizado, mejoró en esta etapa de forma espectacular, doblándose ampliamente. Sin duda se refleja aquí el resultado de la decidida política de inversiones en centrales hidráulicas que llevó a cabo la empresa en los primeros quince años de su vida. La ejecución de los grandes proyectos diseñados en su día por José Orbegozo y sus colaboradores daba ahora su fruto. Una producción más económica bajo tarifas únicas permitía mejores márgenes y aseguraba un aumento continuo de la rentabilidad.

Pese a los incrementos en los costes de las nuevas construcciones, parece claro que la opción adoptada fue la más conveniente. Recordemos que el sistema de las Tarifas Tope Unificadas, que entró en vigor en 1953, tendía a compensar a los productores térmicos y, en consecuencia, no ayudaba en principio a los de carácter esencialmente hidráulico. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el sistema también incluía compensaciones por nuevas construcciones, y es por esa vía por la que Iberduero pudo mejorar sus rendimientos económicos. Naturalmente, el apartado negativo de esta especialización hidroeléctrica era la dependencia de la climatología. Algunas de las oscilaciones que se observan en la rentabilidad se relacionan con años de precipitaciones anormalmente reducidas, como 1949 y 1957.

La segunda de las etapas que señalábamos es la que va de 1961 hasta 1970-1971. Aquí el comportamiento de los dos indicadores utilizados difiere significativamente. Si utilizamos el valor contable atribuido, la caída de las rentabilidades es muy notable pero, como podemos observar, ello es debido en gran parte a la fuerte revalorización contable introducida. Si eliminamos este efecto, nos encontramos con una etapa de estancamiento en lo relativo a la rentabilidad sobre los recursos propios y de claro descenso si atendemos a la rentabilidad sobre los recursos totales. La razón esencial de esta diferencia es la adopción por parte de la empresa de una nueva política de captación de fondos mediante obligaciones. Recordemos que a partir de 1966 la emisión de obligaciones,

GRÁFICO 3 Rendimiento financiero (%)



Fuente: Memorias de Iberduero (1944-1973).

hasta entonces muy limitada, se convirtió en un origen importante de recursos. La diferencia de comportamiento entre ambos ratios supone que el interés pagado por estos recursos ajenos era claramente inferior a la rentabilidad media de los recursos a cargo de la empresa, por lo que resultaba favorable al rendimiento de los recursos propios recurrir a este tipo de emisiones.

Este hecho no debe ocultar, sin embargo, el elemento más relevante de esta etapa respecto a la anterior, esto es la caída relativa del margen de explotación respecto a la inversión total. Las causas de esta deriva negativa fueron diversas. En primer lugar hay que tener en cuenta la congelación de hecho de las tarifas que se dio durante este período. Como hemos visto, y pese a la constante protesta de las compañías, las tarifas aprobadas por el Gobierno se mantuvieron prácticamente estables durante los años sesenta. Iberduero, como las demás compañías, consiguió seguir aumentando sus ingresos unitarios gracias a los cambios en los tipos de tarifas aplicadas a los clientes. La mejora en los niveles de vida iba asociada a la exigencia de mejores prestaciones y de mayores potencias de consumo, con el consiguiente incremento del precio medio por kWh suministrado. Hay que tener en cuenta, además, la notable mejora en la eficiencia del transporte de fluido, que hacía

disminuir las pérdidas y, por tanto, incrementaba el rendimiento técnico y económico por unidad producida.

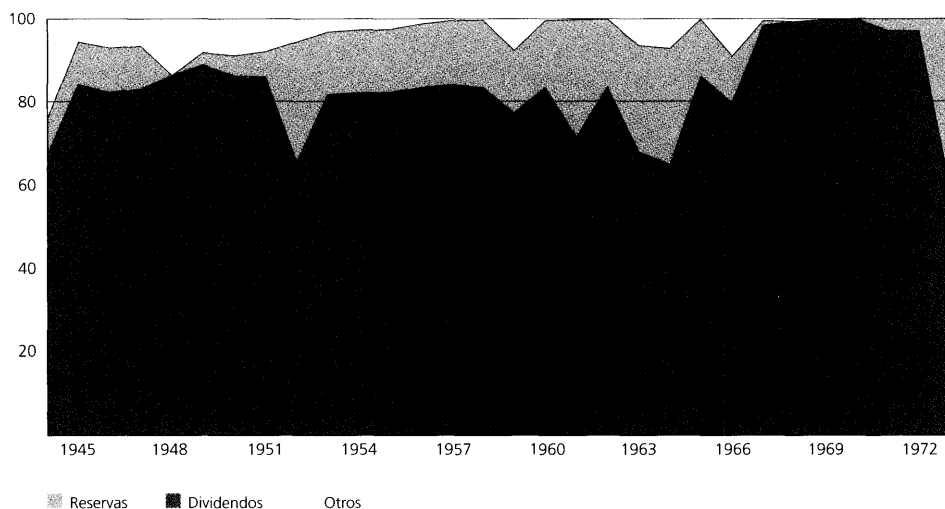
Estas mejoras, que atenuaban los efectos de la congelación de las tarifas en lo relativo a los ingresos, se vieron contrapesadas por el aumento de los costes unitarios, derivado, en este caso, tanto del incremento de los salarios como del creciente recurso a la electricidad térmica. El margen de explotación unitario se mantuvo estancado en términos reales, mientras que el rendimiento de la inversión total (ROA) menguaba debido al coste creciente de las nuevas unidades productivas puestas en explotación.

Esta situación no empezó a cambiar hasta los primeros años setenta, cuando las tarifas aumentaron y fue posible recuperar márgenes. Esta es la tercera etapa de las tres señaladas. Se hace preciso indicar, sin embargo, que los resultados de 1973, que dan a las series recogidas en el gráfico un final espectacular, no deben ser tomados como normales. En ese año, al entrar en vigor un nuevo sistema tarifario que venía a sustituir a las Tarifas Tope Unificadas, la Oficina Liquidadora de la Energía Eléctrica (Ofile) —que desaparecía— hizo una liquidación final que incluyó todas las compensaciones pendientes. La compañía se vio obligada a incorporar esas liquidaciones a su cuenta de resultados, pese a estar en gran parte pendientes de cobro, con el consiguiente incremento extraordinario de los ingresos y del beneficio final.

En definitiva, la evolución económica de la empresa en este período sólo puede ser calificada como positiva. Es cierto que en un sector regulado, como el que estudiamos, una parte de esta evolución viene marcada por las decisiones del ente regulador, en especial por lo que hace a las tarifas. Sin embargo, es preciso destacar que la empresa decidió una estrategia extraordinariamente expansiva cuyos resultados no estaban asegurados a priori. Se tomaron riesgos técnicos y financieros, pero se siguió una gestión eficiente en los dos ámbitos y el resultado fueron unos beneficios económicos muy significativos.

La segunda parte de este apartado lo dedicaremos a estudiar la política seguida respecto al reparto de los beneficios y a la remuneración del accionista. Como hemos señalado más arriba, la empresa decidió otorgar a sus accionistas la mayor parte posible del beneficio obtenido. Los efectos de esta opción respecto a la estrategia de crecimiento ya se han indicado: la necesidad de recurrir sistemáticamente a los accionistas y al mercado para financiar las sucesivas ampliaciones de la capacidad productiva. El gráfico 4 muestra las magnitudes de la distribución. Como puede observarse la proporción de los beneficios dedicada a dividendos estuvo casi siempre en torno al 80%. Esta tendencia se acentuó en los años finales del período, cuando la revaloración del activo fijo hizo aumentar en términos contables el volumen de recursos propios. La única excepción es el año 1973, cuando el afloramiento ya citado de beneficios extraordinarios aconsejó la dotación de una reserva para inversiones de 3 millones de pesetas, sobre un beneficio repartible superior a los 7 millones.

GRÁFICO 4 Distribución de beneficios (%)

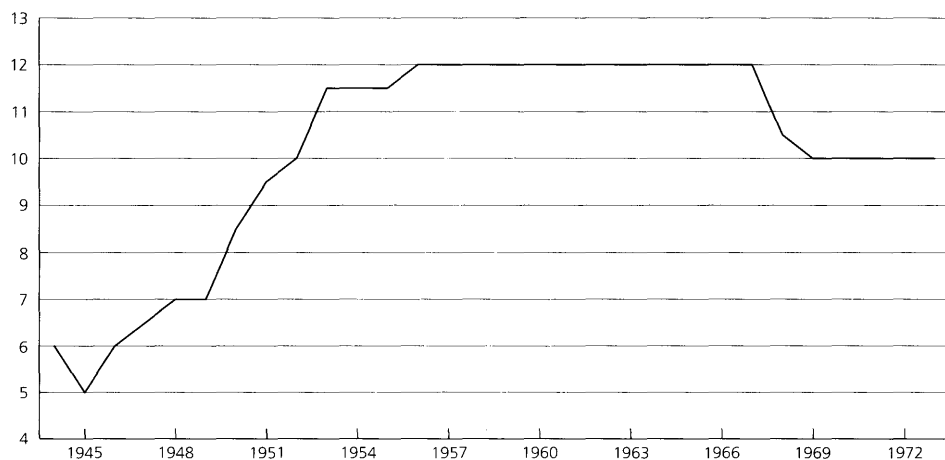


Fuente: *Memorias de Iberduero (1944-1973)*.

Esta preferencia por la remuneración directa de los accionistas quedó reflejada en un dividendo por valor nominal de la acción de un 10,2% de media anual. La evolución a lo largo del período se puede observar en el gráfico 5. La remuneración aumentó de forma continua desde la creación de la empresa hasta 1956, año a partir del cual se mantuvo estabilizada en el 12% anual hasta finales de los años sesenta, cuando se ajustó al 10%. Se trata de remuneraciones elevadas, aunque no extraordinarias, para el mercado financiero del período que consideramos.

Sin embargo, como ya se ha indicado, el dividendo ordinario no fue la única ni la más importante forma de remunerar al accionista. La empresa ofrecía ganancias adicionales a sus socios mediante los derechos de emisión y mediante la donación de acciones sin cargo. Naturalmente, estas opciones adicionales de ingreso se producían de forma más irregular y por cantidades muy variables. Hemos calculado el importe de estas remuneraciones a partir del siguiente procedimiento: en el caso de los derechos de emisión, computando la diferencia entre el precio de emisión —habitualmente el nominal— y la cotización media en el año correspondiente; por lo que hace a las entregas de acciones sin cargo se ha computado igualmente el valor medio de la acción en bolsa en el año correspondiente. La remuneración anual media total sobre el nominal alcanza de esta forma el 42% anual,

GRÁFICO 5 Dividendo repartido (% s/nominal)



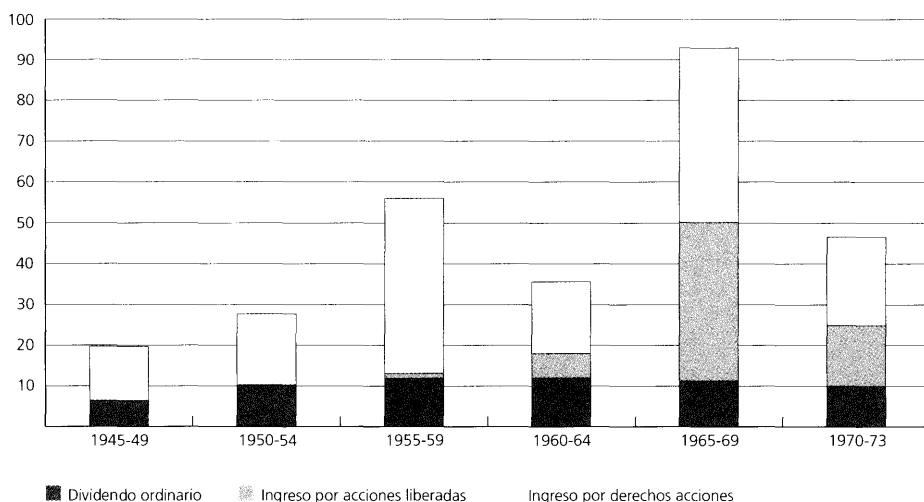
Fuente: *Memorias de Iberduero (1944-1973)*.

teniendo en cuenta tanto los dividendos ordinarios como los ingresos por los otros conceptos considerados. Su evolución temporal puede observarse en el gráfico 6. El rendimiento total para el accionista se presenta creciente hasta los primeros años setenta, alcanzando niveles extraordinarios en la segunda mitad de los años sesenta gracias al reparto sistemático de acciones a cargo de las cuentas de regularización.

Naturalmente, resultaría inadecuado pensar que estos porcentajes de remuneración sobre el nominal de las acciones representan efectivamente el conjunto del beneficio conseguido por los accionistas de la sociedad. Hay que tener en cuenta también la evolución del valor de las acciones. Como ya indicábamos más arriba, la consecuencia lógica de la entrega gratuita de acciones a los socios a costa de las reservas debería ser la reducción de la cotización de las acciones hasta que el nivel total de capitalización fuera idéntico al previo. Esta reducción no siempre se producía, en España, de forma inmediata, entre otras razones por la estrechez del mercado financiero y por la consiguiente facilidad para incidir en él por parte de los bancos u otros fuertes tenedores de acciones. En todo caso es necesario contrastar las remuneraciones efectivas que acabamos de calcular con la cotización de las acciones de la sociedad.

La evolución en bolsa del valor de las acciones de Iberduero tanto en términos corrientes como en términos reales se recoge en el gráfico 7. Como puede observarse mien-

GRÁFICO 6 Remuneración de los accionistas (medias anuales, % s/nominal)

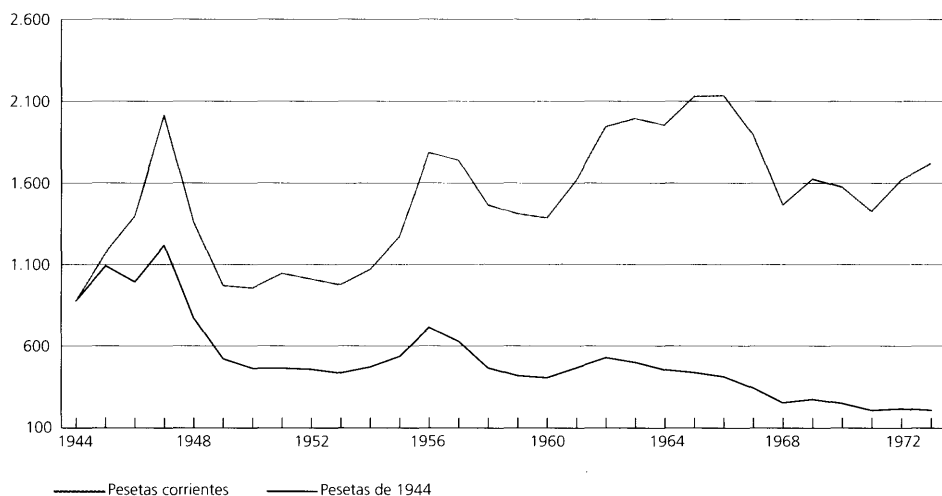


Fuente: *Memorias de Iberduero (1944-1973)*.

tras en pesetas corrientes la cotización, con fuertes fluctuaciones, tendió ligeramente al alza, en términos reales sufrió una pérdida muy significativa. En pesetas de 1944, el valor de la acción pasó de 875 pesetas en ese año inicial a 208 en 1973, suponiendo una pérdida del 76%. La consideración de esta caída del valor real de las acciones hace que el rendimiento final medio para el accionista todo el período se acerque al 11% anual real. El gráfico 8 recoge la evolución por fases de este indicador. Como puede observarse, y después de unos primeros años de bajos ingresos, los accionistas de la sociedad pudieron disfrutar de una remuneración media de su inversión situada en torno al 13% anual, un porcentaje que, sin ser extraordinario, explica la atracción que siempre retuvo la sociedad para los inversores y su éxito en la colocación de ampliaciones de capital primero y de obligaciones convertibles, después.

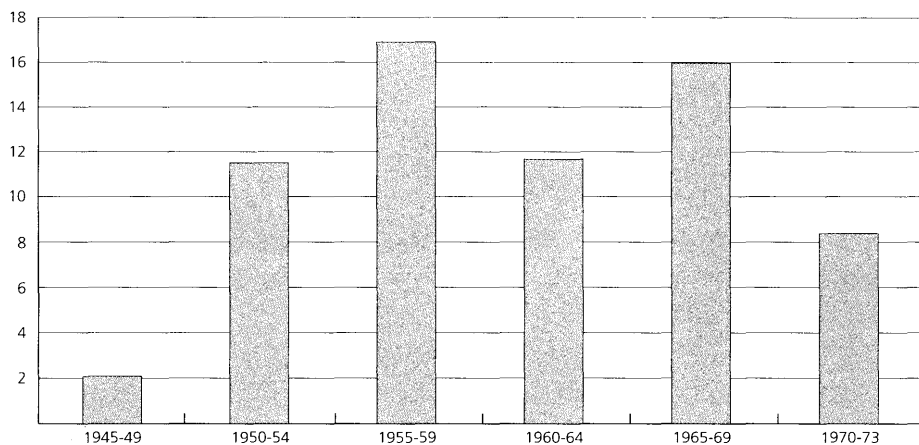
La conclusión final del análisis financiero de Iberduero en los primeros treinta años de su vida no puede más que señalar el éxito conseguido. Al final del período la empresa había conseguido un lugar de privilegio entre las empresas españolas en general y entre las eléctricas en particular después de experimentar un desarrollo espectacular y de mantener, de forma simultánea, un elevado nivel de remuneración para sus socios. A este éxito habían contribuido, naturalmente, el carácter cerrado del mercado financiero español y el hecho de

GRÁFICO 7 Valor de las acciones (pesetas cotización media en la Bolsa de Bilbao)



Fuente: *Memorias de Iberduero (1944-1973)*.

GRÁFICO 8 Remuneración neta (%)



Fuente: *Memorias de Iberduero (1944-1973)*.

operar la empresa en un sector fuertemente reglamentado en el que no cabía la competencia, pero también debe tenerse en cuenta que esta misma intervención pública había mantenido los precios de la electricidad inalterados durante largos años de fuerte inflación.

CONCLUSIONES

En las páginas anteriores hemos intentado resumir, de forma muy sucinta, la evolución de Iberduero desde su fundación en 1944 hasta el advenimiento del cambio radical en el panorama energético que se produjo por diversas razones en 1973. El panorama global que se nos presenta tras analizar tanto los aspectos técnicos y estratégicos como los estrictamente económicos, es el de un período en todo punto excepcional. Cuando nació Iberduero por fusión de dos de las mayores empresas eléctricas españolas, la situación del sector eléctrico en España y del mismo suministro de fluido era extremadamente precaria. Dificultades de todo tipo habían casi paralizado el desarrollo eléctrico español y muchos consumidores veían repetidamente interrumpido el suministro. Treinta años más tarde la situación era completamente distinta. Un desarrollo económico intensísimo había venido a suceder a una primera fase de trágico estancamiento. En este proceso, la electricidad había jugado un papel decisivo. La demanda de electricidad había aumentado a tasas muy superiores a las observadas tanto antes como después de estas décadas. El reto para el sector eléctrico español había sido extraordinario, e Iberduero había jugado un papel protagonista en su superación.

El estudio del desarrollo de la capacidad de producción nos daba la primera clave del proceso. Las dos empresas que participaron en la génesis de Iberduero presentaban características estrictamente complementarias. Saltos del Duero contaba con un plan industrial de gran aliento y con un equipo directivo y técnico competente para llevarlo a cabo, un equipo que se había forjado en la superación de las dificultades surgidas en la construcción de Ricobayo. Ibérica, por su lado, disponía de una red de distribución y de transporte de primera magnitud y de un mercado muy dinámico dominado por la demanda industrial. A lo largo de su trayectoria había desarrollado capacidades comerciales y financieras de primera magnitud. El eje de la consolidación de Iberduero como empresa, estaría en la puesta en ejecución del plan de aprovechamiento hidráulico diseñado por José Orbegoza y en su aplicación al abastecimiento de los mercados que, en su día, habían impulsado el proyecto empresarial de Juan Urrutia.

El proceso no fue fácil. Iberduero se constituyó durante veinte años en la primera empresa constructora del país, levantando pantanos, túneles y centrales que se

situaban constantemente en la frontera tecnológica del momento. La eficacia con la que resolvieron estos retos técnicos está en la base del éxito de la empresa en estos años. El carácter casi épico de estos logros no ha podido recogerse plenamente en este trabajo, pero existen otras publicaciones que les hacen justicia. Este proceso de ampliación de la capacidad productiva hidráulica tuvo un momento de consolidación decisiva con la adquisición de Saltos del Sil en 1963. Se trataba de una decisión estratégica de la máxima importancia. No tan sólo porque reforzaba sustancialmente a Iberduero, sino porque impedía la posible entrada de un competidor en su zona de influencia. Al final del período aquí considerado, el agotamiento del modelo hidráulico obligó a encontrar nuevas vías. Tampoco en este ámbito quedó atrás Iberduero. Entró sin demora en el desarrollo de las grandes centrales térmicas convencionales y, posteriormente, en el de la energía nuclear.

Paralelamente al incremento de la capacidad productiva, debía realizarse una política de ampliación y de consolidación de mercados. No era suficiente esperar el crecimiento de los mercados tradicionales de la compañía, aunque éste fuera muy sustancial. En este ámbito es preciso destacar la decidida política de hacerse con los mercados hasta entonces abastecidos por un sinfín de empresas de mediana o pequeña capacidad. Iberduero apostó por la incorporación plena de estas empresas a su grupo y no por mantenerse como simple suministradora al por mayor. Decisión estratégica importante que reportó a la larga estabilidad y fuerza a la empresa frente a posibles competidores. Tampoco se descuidaron las posibilidades que se abrían en otras zonas. Los acuerdos con EDF y la entrada en la distribución directa en el área de Madrid son buena prueba de ello. Aunque no decisivas para el desarrollo de la empresa, ambas acciones proporcionaron estabilidad a la demanda y abrieron nuevas posibilidades para el futuro.

Finalmente, era imprescindible una mención a la faceta financiera de la empresa. En una actividad intensiva en capital como es la producción de electricidad y con rendimientos a largo plazo, la estrategia financiera ha de jugar un papel primordial. Como hemos visto, la política seguida por la empresa en este ámbito estuvo perfectamente adaptada a las peculiaridades del mercado financiero español de aquellos años. En especial, se primó la fidelización del accionista propio mediante la concesión de diversos incentivos al margen del dividendo tradicional. La empresa no ahorró por sí misma. Dedicaba sus beneficios a la remuneración de los accionistas y utilizaba tanto las ampliaciones de capital a tipos inferiores a los de mercado como el reparto gratuito de acciones para atraer a los titulares de las acciones a participar en el crecimiento financiero de la empresa. Paralelamente, la compañía sólo recurrió al endeudamiento bancario de forma casi marginal. Hoy podría parecernos una estrategia peculiar e incluso arriesgada, pero en el contexto del cerrado mercado financiero español de la época y de la galopante inflación, resultó un completo éxito.

En definitiva, los primeros treinta años de la historia de Iberduero se alcanzaban en 1974 con un indudable marchamo de éxito. La empresa se mantenía como una de las primeras compañías eléctricas del país, contaba con mercados seguros y con claras posibilidades de desarrollo y estaba aprovechando la tecnología más avanzada disponible para ampliar su capacidad. El cambio de rumbo que afectó a la economía mundial a partir de aquel momento y la profunda reforma que iba a experimentar el marco legal de actuación de las empresas eléctricas daría lugar a una nueva fase, mucho más incierta, durante la que —sin embargo— la fortaleza adquirida en estas tres décadas de desarrollo resultaría decisiva.

Notas

- 1 Sobre las ambiciones del INI en el ámbito eléctrico y el enfrentamiento con las empresas privadas véase Gómez Mendoza (2000), pp. 69-84. y Gómez Mendoza (2006).
- 2 Muriel (2002) y Chapa (2002).
- 3 Vamos a centrar nuestro análisis en los aspectos estratégicos y de decisión empresarial. El lector interesado puede encontrar información detallada del proceso de construcción de las centrales hidroeléctricas de Iberduero en el excelente trabajo de Álvaro Chapa ya citado (especialmente, pp. 121-194).
- 4 Chapa (2002), pp. 201-205.
- 5 Véase Gómez Mendoza (2006).
- 6 Actas del Consejo de Administración de Iberduero, 19-8-1955.
- 7 Ante las reticencias de Arteché en este asunto, Suanzes, en carta de 23 de julio de 1942, le espetaba: «debo anunciarle que he de mantener desde ahora una actitud de reserva y observación en lo que a su actuación como presidente de importantes actividades industriales se refiere». Véase Ballester (1993), p. 157.
- 8 Véase Gómez Mendoza (2006).
- 9 Véase Gómez Mendoza (2000), pp. 117-134.
- 10 Véase Gómez Mendoza (2006).

Bibliografía

- Ballester, A. (1993), *Juan Antonio Suanzes, 1891-1977. La política industrial de la posguerra*, LID, Madrid.
- Chapa, Á. (2002), *Cien años de historia de Iberdrola. Los hechos*, Iberdrola, Madrid.
- Gómez Mendoza, A. (2000), *De mitos y milagros. El Instituto Nacional de Autarquía (1941-1963)*, Universidad de Barcelona/Fundación Duques de Soria.
- Gómez Mendoza, A. (2006), *Electra y el Estado. II. Las empresas eléctricas públicas en el Franquismo*, Comisión Nacional de Energía, Madrid.
- Muriel, M. (2002), *Cien años de historia de Iberdrola. Los hombres*, Iberdrola, Madrid.



HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA EN LOS AÑOS 1940-1973

Antonio Gómez Mendoza

CATEDRÁTICO DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
UNIVERSIDAD COMPLUTENSE

En los treinta y tres años comprendidos entre 1940 y 1973, Hidrola experimentó una metamorfosis que le hizo irreconocible si la comparamos con la modesta compañía que había emergido del conflicto civil. En pesetas corrientes, el capital social se multiplicó por 253, pasando de 182,5 millones de pesetas a 46.128 millones. En ese mismo lapso de tiempo, su producción se incrementó casi 23 veces, desde 492,4 millones de kWh (la mitad de la producción del salto de Alcántara a finales de nuestro período) hasta 11.174 millones lo que representa un aumento acumulativo de un 9,8% anual. El número de abonados alcanzó 2,6 millones en 1973. Por lo demás, ganaron enteros sus instalaciones de generación térmica lo que le permitió quedar menos a expensas del régimen de lluvias y, por lo tanto, ser más autónoma frente a terceros. En 1972, en efecto, la producción de sus centrales térmicas representó un 38% del total de la energía generada. Aún así, Hidrola adquirió a otras compañías un 17% de la energía que suministró a un mercado que había rebasado ampliamente los estrechos márgenes espaciales en los que comenzó su aventura empresarial en 1907. Sin embargo, más allá de la trascendencia que reflejan las cifras anteriores, resulta innegable el papel que asumió Hidrola al liderar a las compañías eléctricas privadas ante unas empresas paraestatales que ambicionaron copar el mercado eléctrico español desde su creación en 1944.

Este capítulo está dividido en dos grandes apartados. En el primero, que consta a su vez de cuatro epígrafes, se analiza la gestión empresarial de Hidroeléctrica Española en los años 1940-1973 con especial atención a la política de nuevas instalaciones y sus relaciones con otras compañías, ya fueran privadas o estatales. También será objeto de análisis la búsqueda de las nuevas oportunidades de inversión que hizo posible la aplicación de la energía nuclear a usos pacíficos. En el segundo apartado, se analiza primero la evolución financiera de la empresa a través de sus necesidades de financiación y del origen de los recursos con los que contó. Concluye este capítulo con un análisis de la evolución de los beneficios y de la rentabilidad de Hidrola en los años 1940-1973.

1 LA GESTIÓN EMPRESARIAL DE HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA (1940-1973)

La especial trascendencia que revistió el primer semestre de 1944 para la industria eléctrica española aconseja establecer allí un primer corte en la historia de Hidrola. A modo de recordatorio de lo que se ha expuesto en el capítulo 9, cabe hacer especial hincapié, por una parte, en las pretensiones absolutistas que exhibió el Instituto Nacional de Industria en una serie de áreas íntimamente relacionadas con la industria eléctrica: al deseo de asumir en solitario la regulación del sistema mediante el establecimiento de una «dictadura», añadió el Instituto la creación de dos filiales (Encaso y Endesa) para generar grandes masas de termoelectricidad y, por último, un anhelo no disimulado por alcanzar una colaboración «forzada» con las empresas privadas con fuerte implantación en la hidroelectricidad. Por otra parte, debe tenerse muy presente la contundente respuesta que efectuaron en dos tiempos las compañías eléctricas con la intención de poner coto a lo que consideraron una intromisión inaceptable en un sector que había sido de su exclusiva competencia hasta ese momento. En respuesta a una iniciativa personal del presidente de Hidroeléctrica Española, José M.^a de Oriol y Urquijo, las principales empresas eléctricas sellaron un acuerdo para constituir Unidad Eléctrica, S.A. (Unesa) en la primavera de 1944. Entre los cometidos más inmediatos de la nueva entidad, figuró, en primer lugar, la regulación del sector eléctrico al alimón con las agencias estatales pertinentes (Ministerio de Industria y Ministerio de Obras Públicas) lo que excluía al INI y, en segundo lugar, la construcción de una red eléctrica a escala nacional para combatir los déficit de producción. En el verano de aquel mismo año, nació Iberduero, fruto de la fusión de Hidroeléctrica Ibérica con Saltos del Duero (véase el capítulo 9).

Igual que el resto de compañías eléctricas, Hidrola se acomodó con rapidez a las reglas del juego económico que impusieron los vencedores de la guerra. Durante el quinquenio 1939-1944, que puede considerarse de transición a esos efectos, sus gestores tomaron decisiones de gran calado en el medio y largo plazo de la compañía. Interesa subrayar que la presidencia de Hidroeléctrica Española cambió de manos cuando José Luis de Oriol y Urigüen presentó por razones familiares su dimisión irrevocable en marzo de 1941. Había asumido la presidencia cuatro años después del fallecimiento de César de la Mora¹. A propuesta del vicepresidente José M.^a de Bastera y Ortiz que emuló a Oriol en su deseo de abandonar la compañía, el Consejo de Administración nombró a su hijo José M.^a de Oriol y Urquijo y a Ricardo Fernández Hontoria para ocupar los dos sillones vacantes². A pesar de su juventud pues tan sólo contaba 35 años, José M.^a de Oriol conocía bien los entresijos de la empresa. Pertenecía a su Consejo desde 1928 y a su Comisión Ejecutiva desde 1930. Atesoraba amplias dotes para la gestión administrativa lo que demostró siendo alcalde de Bilbao entre 1939 y 1941, y en la vicepresidencia de la Cooperativa Electra de Madrid (CEM). Sin embargo, sus activos más valiosos para dirigir Hidrola en un momento tan delicado de la historia reciente española eran otros. A la estima que despertaba su figura en círculos próximos a la Jefatura del Estado, añadía el respeto que rodeaba a su apellido en los despachos de las grandes compañías eléctricas. Esos atributos serían cruciales en sus primeros años como máximo gestor de Hidrola³. A los dos relevos recién comentados, se añadieron a comienzos de 1943 los nombramientos de Jesús M.^a de Rotaache y Rodríguez de Llamas y de Pedro de Careaga, conde del Cadagua, como consejeros de la entidad⁴.

En su despedida, José Luis de Oriol se vanaglorió de dejar una compañía en la plenitud de su desarrollo con «resultados satisfactorios tanto en [su] vida interna como externa». Le auguró un futuro de «plena prosperidad» con funcionar adecuadamente sus instalaciones, disponer de un personal unido y de una dirección competente. Traspasó a su primogénito el testigo de una empresa que había apostado abiertamente por la expansión cuando su Consejo aprobó en marzo de 1940 un plan para mejorar y ampliar las instalaciones en un plazo de 10 años. Para encauzar ese plan, se exigían cuantiosos recursos económicos. Por esa razón, la Junta General Extraordinaria que se celebró en abril de aquel año, acordó, por una parte, ampliar el capital en 70 millones de pesetas mediante la puesta en circulación de 140.000 acciones a la par y, por otra, emitir obligaciones por otros 50 millones de pesetas⁵. Nuevas ampliaciones colocaron el capital social en 308,3 millones de pesetas en noviembre de 1943⁶.

Para llevar el negocio a un mercado que se presumió creciente a medida que el pulso económico del país retornase a la normalidad, resultaba imperativo el recuperar los niveles de producción alcanzados con anterioridad a 1936. Condición indispensable

para ello era reparar los daños ocasionados por el conflicto bélico y por las frecuentes averías que provocó una acuciante escasez de piezas de recambio⁷. Como se vio en el capítulo 8, los quebrantos producidos por la guerra no fueron excesivamente graves. En 1940, el Consejo destinó un total de 9 millones de pesetas a ese concepto⁸. Sin duda, la central de Millares fue la instalación más castigada ya que sufrió la rotura de su presa. Para compensar la pérdida de producción por la parada de sus tres grupos alternadores, los gestores de Hidrola aplicaron una doble solución de emergencia. De una parte, intensificaron la producción de origen térmico. De otra, insistieron cerca de Saltos del Duero en el sentido de conjugar sus respectivas producciones. A este respecto, la empresa hermana intensificó los envíos de energía hacia el mercado madrileño⁹. Gracias a la pericia demostrada por su personal, los grupos de Millares volvieron a la normalidad en el otoño de 1940. Concluidas las reparaciones en los centros de generación, la compañía orientó sus esfuerzos en una doble dirección. Primero, consolidó y amplió las líneas de transporte al tiempo que desarrolló nuevas instalaciones de generación. Segundo, desplegó una ambiciosa política comercial con actuaciones simultáneas en tres niveles: acuerdos con otras empresas eléctricas, renegociación de contratos con grandes clientes y, por último, esfuerzos para conseguir unas tarifas más remuneradoras. A continuación, detallaré esas actuaciones en sus líneas más generales.

1. La construcción del pantano de Alarcón y el aprovechamiento integral del Tajo revistieron especial relevancia. Lo acontecido en ambos asuntos proporciona una medida del clima adverso en que desarrolló Hidrola su negocio en los primeros años de la autarquía. A nadie escapó que la regulación de la cuenca del Júcar era crucial para aminorar las pérdidas de producción en los estiajes. Sin embargo, para culminar unos planes cuidadosamente trazados, hubo que sortear no pocos obstáculos. El primer escollo consistió en aunar los variopintos intereses representados por los usuarios agrícolas, los industriales y el Estado. Tras intensas negociaciones que fueron llevadas a cabo por Cominges, Gómez Igual, Querejeta y Usaola, HE suscribió en febrero de 1941 un convenio con la Unión Sindical de Usuarios del Júcar (USUJ) para construir el pantano de Alarcón con una capacidad de 500 millones de metros cúbicos. Con ese proyecto único, la empresa dispondría de 170 millones de kWh anuales. No obstante, Hidrola se vio en la tesitura de asumir en solitario el importe de las obras ya que ninguna norma legal resultaba de aplicación para el aprovechamiento mixto del pantano. A tal fin, se negociaron fórmulas de compensación. El segundo gran escollo fue la parsimonia con la que los poderes públicos concedieron la calificación de «interés nacional». En efecto, no menos de 15 meses transcurrieron antes de que la Dirección de Obras Hidráulicas adjudicase las obras a la USUJ. En vista del retraso acumulado, HE solicitó autorización

para comenzar la ataguía en plena tramitación del expediente. No menos alarmante fue, en tercer lugar, la escasez de materiales de construcción. Ante esa situación, se gestionó la instalación de una fábrica de Cementos Raff a pie de obra. A resultas de todo ello, la obra civil acumuló tanto retraso que fue necesario cambiar el proyecto en un intento por recuperar el tiempo perdido¹⁰.

Por lo que se refiere al aprovechamiento integral del Tajo, una de las obras más emblemáticas de Hidrola en el período que abarca este capítulo, la compañía inició las gestiones para extender su control del río a mediados de 1942. Para ello, adquirió el 50% del capital social de Saltos del Tajo. A comienzos de 1943, rubricó un acuerdo con las sociedades Hidroeléctrica del Oeste, Grandes Redes Eléctricas y Riegos y Fuerzas del Tajo para adquirir la totalidad de los aprovechamientos que detentaban esas empresas en los ríos Tajo, Tiétar y Alagón. Para administrar esas concesiones, se constituyó una filial bajo la razón social de Hidroeléctrica del Tajo que se encargó de solicitar la concesión de los saltos de pie de presa de los pantanos de Buendía y Entrepeñas conjuntamente con Unión Eléctrica Madrileña¹¹. De hecho, ésta última expresó su deseo de participar en los aprovechamientos del Bajo Tajo¹².

2. A falta de las instalaciones necesarias para atender los aumentos de la demanda a causa de los elevados plazos de construcción, Hidrola negoció acuerdos de distribución y suministro de energía eléctrica en los mercados que compartía con otras compañías (en particular, en las zonas Centro y Levante). A las puertas del verano de 1940, concluyó un importante convenio a tres bandas con Unión Eléctrica Madrileña (UEM) y Saltos del Duero para evitar el funcionamiento de unidades de gran capacidad con una potencia limitada. En ese sentido, aceptó suministrar cuanta energía precisase UEM con objeto de atender el aumento de consumo de sus abonados directos de alta tensión en el mercado madrileño a través de entregas a la Eléctrica Industrial en el compromiso de que Saltos del Duero le devolvería esa energía en el transcurso de 1941. Quedó excluida la distribución en baja por ser objeto de otros acuerdos entre UEM y Cooperativa Eléctrica de Madrid (CEM). Para el resto de la Zona Centro (provincias de Ciudad Real, Guadalajara y Toledo) se convino en activar todo lo posible la distribución por medio de acuerdos específicos con las compañías allí establecidas¹³. Sin embargo, la situación se agravó a comienzos de 1941.

En vista de ello, los dirigentes de Hidrola reiteraron ante Saltos del Duero la necesidad de cerrar un acuerdo de largo alcance entre las dos sociedades para conjugar sus respectivas producciones. A las puertas del verano de 1942, las partes firmaron un convenio en Bilbao comprometiéndose a convertir en lo posible la energía de vertedero de los dos sistemas en electricidad de regulación. Acordaron igualmente coordinar las nuevas construcciones y, por último, prestarse apoyo mutuo

en caso de avería¹⁴. Desde finales de 1943, se registraron, no obstante, varias incidencias, en particular en el suministro a Madrid, por lo que fue menester recurrir a un arbitraje externo. Por fin, se firmó un convenio por 15 años sobre conjugación y suplencias, al tiempo que se liquidaron todos los retrasos pendientes.

Tampoco las relaciones de Hidrola con UEM estuvieron libres de tensión. En el origen de la desavenencia entre ambas compañías se hallaba la Eléctrica Industrial. Por un lado, la dificultad de encajar entre sí las tres sociedades en que había sido disgregada esa empresa impedía una gestión eficiente. En el otoño de 1941, José M.^a de Oriol se comprometió a buscar un acuerdo con UEM para colocar a la citada empresa bajo el control de Hidrola. Por otro, el Banco Urquijo dejó patente su intención de expandir la acción de UEM a las concesiones del Júcar y del Segura. Condicionó su retirada de esos ríos que Hidrola siempre consideró de jurisdicción exclusiva suya, a una mayor presencia en el Bajo Tajo y a una intervención en la distribución directa de la energía de Saltos del Duero. En marzo de 1944, Hidrola le hizo una propuesta para coordinar la explotación de los saltos de pie de presa de Buendía y de Entrepeñas.

3. Tarifas. En un intento por frenar la espiral inflacionaria que atenazó a la economía española en los años cuarenta, las autoridades del Nuevo Estado congelaron las tarifas eléctricas provocando no pocos quebraderos de cabeza a los gestores de las compañías privadas. Estos últimos asistieron con idéntico estupor a la pretensión de un recién llegado, el Instituto Nacional de Industria (INI), de irrumpir en tromba en el mercado eléctrico por un doble cauce: produciendo grandes masas de energía eléctrica de origen térmico y reservándose el control de un futuro repartidor de cargas. Las compañías eléctricas sospecharon que esa doble pretensión agravaría los efectos de la política tarifaria sobre su cuenta de pérdidas y ganancias. Cuando, en octubre de 1942, el INI remitió un extenso cuestionario sobre los medios de generación y de distribución de cada compañía, se dispararon las alarmas. Sin embargo, las aguas retornaron a su cauce ante la posible asimilación de la Cámara de Productores y Distribuidores de Electricidad al Sindicato de Aguas, Gas y Electricidad con el director general de Sevillana de Electricidad, Manuel Fernández Campos, a su frente. La calma fue, no obstante, breve. En abril de 1944, los ánimos se encresparon cuando el Consejo de Ministros autorizó a la E.N. Calvo Sotelo (Encaso) a producir electricidad en tres grandes centrales de bocamina (Escatrón, Puentes de G.^a Rodríguez y Puertollano). A los pocos meses, le llegó el turno a la E.N. de Electricidad (Endesa).

Para atajar el peligro de las actuaciones emprendidas por el INI de Juan A. Suanzes, José M.^a de Oriol capitaneó una estrategia basada en el firme compromiso de las grandes empresas eléctricas de colaborar con el Gobierno a la resolución del

problema eléctrico. A tal fin, se acordó construir una serie de enlaces interregionales y poner en servicio nuevas centrales. Oriol convenció a Franco y a su ministro de Industria, el falangista Demetrio Carceller, de que aunaría a las principales empresas eléctricas del país en pos de ese gran objetivo por medio de una empresa de nuevo cuño: Unidad Eléctrica, S.A. (Unesa). Suanzes hubo de plegarse ante la decisión del Ministerio de Industria de encargar personalmente a Oriol la tarea de articular la red eléctrica nacional (Decreto de 2-12-1944). Aquella controvertida decisión que dejó en manos de un particular la responsabilidad de desarrollar un plan industrial, no ha tenido parangón en la historia jurídica española¹⁵.

1.2 A LA ESPERA DE LAS TARIFAS TOPE UNIFICADAS (1945-1951)

La reforma de las tarifas eléctricas se demoró hasta la Navidad de 1951. A pesar de que se inspiró en un borrador elaborado por Unesa, el decreto no satisfizo en absoluto a las compañías eléctricas privadas. No sólo fijó unos niveles muy por debajo de los que habían sido reclamados una y otra vez por Unesa sino que el Ministerio de Industria hizo oídos sordos a la reiterada petición de que no se crease una caja para compensar la energía térmica. En opinión de los miembros de la patronal eléctrica, una caja de esas características habría de primar una energía que, además de cara, derrochaba las divisas necesarias para adquirir en el extranjero el combustible¹⁶.

La parsimonia con la que las autoridades ministeriales abordaron la reforma de las tarifas eléctricas, provocó incertidumbre en el mercado eléctrico. De igual modo, la opacidad de sus actuaciones generó zozobra entre los gestores privados. El desenlace del caso Barcelona Traction hizo cundir la sospecha de que el Gobierno se planteó nacionalizar los activos eléctricos. La conclusión de las obras de la gran central térmica que Endesa construía en Ponferrada fue un motivo adicional de alarma. Por lo demás, las restricciones a que obligó la extrema sequía, obligaron a pactar unas bases de interconexión que levantaron ampollas entre las empresas. Y, como colofón, la política autárquica con su retahíla de efectos perversos en la asignación de cupos de divisas y de licencias de importación, entre otros, enrareció más si cabe el entorno en que se desarrolló el negocio eléctrico.

En una coyuntura tan hostil, Hidrola optó por una gestión conservadora sin renunciar a expandir su área de influencia a regiones limítrofes con su mercado natural. En relación con el primer punto, remedó la misma política de guante blanco que, de forma colegiada, aplicó Unesa. Al coincidir en la misma persona las presidencias de las dos compañías, los gestores de Hidrola dedicaron no pocos esfuerzos a perfilar la estrategia de la

segunda¹⁷. A comienzos de 1946, diseñaron unas bases de interconexión entre empresas eléctricas suprimiendo el régimen de peajes y acordando un precio para la energía comprada y vendida por Iberduero¹⁸. La aplicación de esas bases generó bastantes fricciones entre las empresas de Unesa. En la primavera de 1947, por ejemplo, estallaron varios conflictos en los que se vieron envueltas Mengemor y Sevillana, Energía e Industrias Aragonesas con Eléctricas Reunidas y la propia Hidrola con LUTE e Iberduero. Aquellas rencillas pusieron en peligro la imagen de concordia en la que tanto empeño puso José M.^a de Oriol tras su éxito de 1944 cuando frenó en seco las ansias interventoras del INI. El Consejo de Administración de Hidrola hizo un llamamiento a todas las empresas afectadas por la crisis en el sentido de que no reparasen en esfuerzos en aras de evitar que las tensiones trascendiesen a la esfera oficial¹⁹. A esa crisis, siguió otra más en vísperas del encendido de las calderas de Compostilla. Coincidió en el tiempo ese acontecimiento con una suavización de la política industrial; el Gobierno se hallaba, en efecto, inmerso en una estrategia de guante blanco con la mira puesta en los beneficios del Plan Marshall. Aprovechando esa coyuntura, Unesa lanzó un órdago y propuso al ministro Suanzes la adquisición de la central térmica de Compostilla o, en su defecto, el arrendamiento de las instalaciones. A las puertas del verano de 1948, Oriol se entrevistó con el vicepresidente del INI, Joaquín Planell, para discutir los términos de la operación. Se creó una comisión especial que integraron Cortines, Quiroga, Redonet y Rubio. Sin embargo, ni el Ministerio de Industria ni, mucho menos, el INI habrían aceptado jamás la enajenación de la central que estaba llamada a liderar su presencia en la industria eléctrica. Por esa razón, aquellos encuentros fracasaron estrepitosamente²⁰. Las empresas privadas hubieron igualmente de frenar las ínfulas públicas de enlazar Compostilla con la térmica que Encaso levantaba en Escatrón a orillas del Ebro. A tal fin, Hidrola e Iberduero se comprometieron a reforzar sus líneas para intensificar el suministro eléctrico a la Zona Catalana. En concreto, Hidrola barajó la posibilidad de construir una línea entre Villora y Castellón, con paso intermedio por Sagunto.

Hidrola vertebró su segundo eje de actuación en torno a los siguientes tres campos: primero, la expansión de su producción por medio de nuevos centros de generación para lo que fue imprescindible concluir todas las obras en curso; segundo, el establecimiento de alianzas comerciales con empresas filiales y con empresas vecinas y, por último, la renegociación de contratos con los grandes abonados. En sus esfuerzos por aumentar la capacidad productiva, la empresa padeció los estragos de una escasez extrema de divisas y de una acuciante falta de materias primas y de personal obrero. Sus penurias contrastaron con la opulencia en que se desarrolló la actividad de las filiales eléctricas del INI. Es sabido que el Gobierno ayudó con enorme liberalidad a las empresas paraestatales canalizándoles cuantos recursos requerían. Con semejante política discriminatoria, perjudicó claramente a las empresas encuadradas en Unesa.

De poco sirvieron las muchas presiones personales que desplegaron una y otra vez los gestores de Hidrola cerca de los responsables políticos con la esperanza de aliviar la situación. A consecuencia de ello, las obras en pantanos y saltos progresaron con inusitada lentitud. A mediados de 1946, el hormigonado del pantano de Alarcón se vio retrasado por la escasez de obreros. En Cofrentes, a la falta de cemento, se unió la escasez de medios mecánicos de propulsión e incluso una agobiante falta de energía eléctrica. Se vivieron años extremadamente complicados. Mientras que la penuria energética obligó a imponer severas restricciones, las obras avanzaron a paso de tortuga por culpa de la política autárquica.

Al tiempo que intentaba acelerar las obras que tenía en curso, la compañía recabó autorización oficial para iniciar nuevos proyectos. En febrero de 1945, presentó los planos de los futuros aprovechamientos de los ríos Tajo, Tiétar y Alagón. El aprovechamiento integral del Tajo entre Talavera de la Reina y la frontera portuguesa estaba llamado a ser uno de los proyectos más emblemáticos de Hidrola. A pesar de que la extrema escasez realzó su importancia, la tramitación administrativa del proyecto topó con un muro infranqueable. Hasta comienzos de 1948, no pasó a informe del Consejo de Obras Públicas. Las muchas gestiones personales evacuadas por Oriol ante el ministro resultaron vanas a ese respecto. Al igual que ocurriera con los suministros, tamaña parsimonia contrastó con la viveza con la que el Gobierno autorizaba los proyectos presentados por las filiales del INI. A diferencia del proyecto del Tajo que acometió en solitario, Hidrola se alió con Iberduero para pugnar por la concesión del aprovechamiento de los saltos de pie de presa del Cíjara. A instancias de ésta última, participó en Saltos del Guadiana (Guadisa), una sociedad que impulsó en unión de Sevillana. Cuando, a las puertas del verano de 1950, Mengemor y UEM se sumaron a la aventura, se repartió equitativamente el capital social entre las cinco sociedades participantes²¹.

Los gestores de Hidrola llevaron esa política de alianzas a centros de generación alejados de su mercado natural. A ese respecto, sellaron un acuerdo de largo alcance con Hidroeléctrica del Chorro y Mengemor para delimitar zonas de actuación de cada empresa sin renunciar por ello a la posible entrada de Hidrola en el mercado andaluz. Acordaron interconectar sus instalaciones mediante una línea de alta tensión, un canje de acciones y de consejeros²². Con UEM, cerraron un acuerdo para cederle el 50% de la concesión de los aprovechamientos de los pantanos de Buendía y Entrepeñas. Se le ofreció igualmente una opción de compra de la participación social en Saltos del Tajo²³.

Por último, Hidrola prosiguió la política de renegociar los contratos con sus grandes clientes. Con la Compañía del Metropolitano de Madrid, la Madrileña de Tranvías y la Compañía de Tranvías de Alicante, consiguió que prevaleciese una tarifa de 12,25 céntimos por kWh. Ofertó idéntico precio para el suministro eléctrico a la factoría de Altos Hornos en Sagunto²⁴.

1.3 ACOPLÁNDOSE A LOS NUEVOS TIEMPOS (1951-1959)

Los ocho años largos que median entre la reforma de las Tarifas Tope Unificadas (TTU) (D 12-1-1951) y la aprobación del Plan de Estabilización en julio de 1959 con el que se puso término a dos decenios de política autárquica, fueron cruciales en la historia de Hidrola. En el cincuentenario de la sociedad que se celebró en junio de 1957 en Bilbao, se hallaba en pleno desarrollo un programa de amplio espectro para reforzar su presencia en la industria eléctrica. A través de una serie de actuaciones de gran calado, se multiplicó la capacidad de distribución. Además de establecer alianzas con empresas vecinas y de construir nuevas líneas de transporte, Hidrola abordó igualmente un proceso de concentración vertical por lo que absorbió empresas filiales. Fue en el terreno de la generación, sin embargo, donde Hidrola acometió el programa más ambicioso con nuevas instalaciones hidráulicas y térmicas convencionales; sentó, por último, las bases de un futuro desarrollo en el campo nuclear.

1.3.1 La hora del desencanto

Tan pronto se puso de manifiesto que la reforma de las tarifas quedaría muy alejada de las expectativas que se forjaron las compañías eléctricas privadas, sus representantes en el Consejo de Administración de Unesa expresaron cierta preocupación por la posibilidad de incumplir los programas en curso debido a su escasa rentabilidad. Para abonados de alta tensión (fábricas de cemento, papeleras e industria textil, entre otros), las nuevas tarifas fueron similares a las vigentes hasta entonces. Pero, para la inmensa mayoría de consumidores, significaron una escasísima elevación en términos nominales. En el tema de la oficina de compensación de la energía térmica, la futura Ofile, el Gobierno hizo oídos sordos a la reiterada petición contraria a su creación. Ni siquiera admitió la modificación automática de tarifas que había sido admitida por el mismísimo decreto de 1951. Ante la larga lista de agravios de una reforma que sólo satisfizo a la energía térmica 'B' de las centrales del INI, de nada sirvieron las muchas gestiones efectuadas por los presidentes de las empresas eléctricas a título privado y colegiado cerca de las autoridades. En efecto, ni Suanzes, ni Planell, tras ser nombrado ministro en sustitución de aquél, ni Alejandro Suárez, el flamante nuevo subsecretario de Industria, dieron su brazo a torcer. Tampoco deparó ningún fruto la audiencia que, en febrero de 1952, Franco concedió a Julio Arteche, el segundo presidente de Unesa tras dimitir del cargo Oriol.

A comienzos de 1952, se suscitó un debate en el Consejo de Administración de Hidrola acerca de la calidad del servicio que ofrecería la compañía en años venideros. En opinión de Lucas de Oriol, sería inevitable que la calidad se deteriorase ante la negativa del Gobierno a garantizar divisas y equipos vitales para mantener en buen estado las

instalaciones. Garnica, por su parte, consideró urgente proseguir las obras de las instalaciones que fueran absolutamente indispensables para el servicio. En opinión del conde del Cadagua, se vivía una situación «vidriosa» pues la propia baratura de la energía eléctrica disparaba su consumo. Por esa razón, recomendó al Consejo el no dar argumentos para una «intervención estatal que no podría ser del agrado de nadie». Con el apoyo del marqués de Unzá del Valle, propuso que todo lo concerniente a las nuevas tarifas fuera gestionado exclusivamente por el conducto de Unesa, eso sí «con el mayor tacto y prudencia»²⁵. Al ser aprobada esa propuesta, los administradores centraron su esfuerzo en ejecutar un ambicioso programa con tres actuaciones preferentes: fusión con filiales; construcción de nuevas instalaciones en el ámbito hidráulico y térmico y, por último, clarificación de las relaciones con otras empresas, en particular con el grupo Empresas Reunidas integrado por quienes adquirirían los sobrantes energéticos de la zona noroeste.

1.3.2 Concentración vertical

El contrato de suministro establecido por Hidrola en 1943 con la Compañía Electra de Madrid (CEM), venció el 31 de diciembre de 1950. De acuerdo con lo pactado en aquel momento, Hidrola facilitó una potencia de 30.000 kW a cambio de una participación de un 55% en los beneficios de la distribuidora madrileña. A partir de 1951, CEM solicitó el doble de esa potencia. Debido a las condiciones de precios aprobadas por el Gobierno, Hidrola condicionó su acuerdo a una participación directa en la recaudación y no en los beneficios. Ante la negativa de CEM, los respectivos presidentes acordaron, con el visto bueno de los accionistas de referencia —Banesto y Vizcaya—, la fusión de ambas sociedades a un tipo de canje de 10 acciones de CEM por 9 títulos de Hidrola. Un par de meses más tarde, el Consejo de Administración acordó otras dos fusiones con la Compañía Luz y Fuerza de Levante y con la Compañía Riegos de Levante. Para ello, se amplió el capital social hasta la suma de 942,87 millones de pesetas mediante la creación de 285.731 acciones de 500 pesetas nominales que se emitieron a un tipo de 1.250 pesetas. El visto bueno del Instituto Español de Moneda Extranjera (IEME) al canje de acciones en manos extranjeras no representó ningún escollo²⁶.

La operación fue relativamente rápida. A fines de octubre, Hidrola controló ya un 86,46% de CEM, un 81,26% de LUTE y un 81,27% de Riegos. Habiendo alcanzado esos porcentajes tan abultados, tomó posesión de las tres empresas y nombró los nuevos consejos de administración [tabla 1]. En lento goteo, adquirió paquetes adicionales de acciones por lo que se efectuaron sucesivas ampliaciones de capital. A la altura de noviembre de 1953, con un capital desembolsado de 955,865 millones de pesetas, adquirió las acciones de la Compañía de Distribución de Electricidad (Codesa) en la proporción de 7:10. Cinco años más tarde, Hidrola cerró este ciclo de fusiones al adquirir Hidroeléctrica de Morala, S.A. en una operación conjunta con Hidroeléctrica del Tajo²⁷.

TABLA 1 Consejos de LUTE y Riegos de Levante (1952)

| LUTE | | RIEGOS DE LEVANTE | |
|----------------|-------------------------------------|-------------------|-----------------------------------|
| PRESIDENTE | J. M. ^a de Oriol | PRESIDENTE | J. M. ^a de Oriol |
| VICEPRESIDENTE | Emilio de Usaola | VICEPRESIDENTE | Emilio de Usaola |
| VOCALES | | VOCALES | |
| | J. M. ^a Pinedo | | J. M. ^a Pinedo |
| | Ignacio de Oriol | | Ignacio de Oriol |
| | J. de la Mora | | L. Badias |
| | A. Santos Figaredo | | J. M. ^a Alonso Allende |
| | G. Ybarra de la Revilla | | J. de la Mora |
| | H. Díaz Guardamino | | A. Santos Figaredo |
| | J. Navarro Reverter | | R. Díaz de Rivera y Casares |
| | R. Díaz de Rivera y Casares | | J. Navarro Reverter |
| | J. Garralda y Calderon | | A. Brotons Oliver |
| | I. Villalonga Villalba | | |
| | J. M. ^a Urquijo Landecho | | |
| | J. Suárez Fernández | | |

Fuente HE, Actas (29-10-1952).

1.3.3 A la vanguardia de los tiempos

En el período 1951-1959, Hidrola intensificó las obras que tenía en curso. Inició, a ese respecto, el embalsado de agua en Cofrentes en octubre de 1951. A punto de concluir el año, el Consejo de Ministros dio luz verde a la declaración de urgente ejecución de las obras del Molinar, Jalance y Cofrentes. Mediado 1953, había colocado casi la mitad de los 11.000 m³ de hormigón, de los cuales, un 40% en Picazo.

Hidrola desplegó igualmente una intensa actividad con el ánimo de desatascar la concesión del aprovechamiento integral del Tajo. En noviembre de 1952, el embrollo administrativo alcanzó cotas inusitadas. En efecto, mientras la Dirección General de Obras Públicas decretó libertad absoluta por parte de la Administración en relación con dicha concesión, la Asesoría Jurídica del Ministerio informó en sentido contrario. El Consejo de Estado elaboró un informe jurídico favorable a la tesis expuesta pero, no obstante, la Comisión Permanente lo desestimó, ordenando que se elaborase un nuevo informe. Ni siquiera la entrevista que concedió el ministro de Obras Públicas a José M.^a de Oriol dio los frutos apetecidos. En el verano de 1955 se constituyó una Comisión Interministerial con la finalidad de resolver el problema que había suscitado el Ministerio de Agricultura al pretender ampliar la zona regable con el caudal del río. Desde la óptica de Hidrola, semejante proyecto era contrario al espíritu de la O.M. de 26-6-1943 a tenor de la cual el Estado se reservó el 15% de los caudales. Tampoco consideró pertinente que el

Estado utilizase para riego los pantanos ya que serían construídos sin subvenciones públicas. En caso de que Agricultura persistiera en su empeño de detraer agua, debería entonces compensar a Hidrola en energía. En noviembre de 1955, Oriol alcanzó un frágil principio de acuerdo con el subsecretario de Obras Públicas a expensas de fijar la extensión regable o lo que era lo mismo, de determinar el volumen de agua utilizable para generar energía. Ante la sospecha de que existía un «deseo indudable de que [se] renunciara a la concesión», Oriol aceptó que el Estado construyera las presas de riego, concediendo a cambio los saltos de pie de presa y siendo ejecutado el salto de Alcántara por Hidrola. Por fin, Obras Públicas aceptó las condiciones de la concesión del aprovechamiento integral del Tajo en febrero de 1956²⁸.

Aunque el proyecto de la central térmica de Cartagena guardó íntima relación con el aprovechamiento integral del Tajo, muchas incógnitas rodearon su desenlace. Los retrasos acumulados por Obras Públicas en la concesión del Tajo fueron, en efecto, la espoleta que decidió a los gestores de Hidrola a solicitar autorización para instalar una central térmica convencional con una potencia comprendida entre 100 y 120.000 kW. Se dio la circunstancia de que el INI tenía en proyecto una gran térmica en las cercanías del complejo petroquímico de Escombreras perteneciente a su filial Repesa. Al igual que ocurrió en 1944, Oriol movió sus fichas con presteza para evitar que el INI dispusiera de una gran central termoeléctrica en las inmediaciones del mercado natural de Hidrola. Quiso evitar igualmente una repetición de los innumerables quebraderos de cabeza que representaban las térmicas paraestatales por no disponer de un mercado propio para su energía. Fue el subsecretario de Industria quien permitió a Oriol ganar por la mano a Juan A. Suanzes cuando aceptó otorgar a la central térmica las divisas que había reservado para los saltos del Tajo. No están claras, sin embargo, las razones por las que Suanzes se plegó con aparente facilidad ante una exigencia de Oriol. Poca importancia revistió el hecho de que este último se viese obligado a coordinar las especificaciones técnicas de la futura central con las térmicas estatales a fin de quemar alternativamente *fuel-oil* o, en su defecto, combustible fósil.

Una vez arrancado el acuerdo a Suanzes, las gestiones necesarias para construir rápidamente la central se desarrollaron con inusitada velocidad. Hidrola se benefició de las actuaciones que habían emprendido los gestores públicos. Fue escaso el tiempo para dilucidar con el Almirante de la Base Naval y con la Junta de Obras del Puerto de Cartagena los detalles referentes a la ubicación definitiva de la central. Además, el subsecretario de Industria concedió a Hidrola la posibilidad de acogerse a la bonificación especial para energía térmica 'B' que estaba reservada al INI. No menos rápida fue la elección de International General Electric, en preferencia a Westinghouse, para encargar los dos primeros grupos de Cartagena por un importe global de 11,15 millones de dólares²⁹. Tal celebridad explica que el primer grupo estuviese preparado para su montaje a comienzos

de 1956. A finales de ese año, se efectuaron las primeras pruebas. En septiembre de 1957, entró en funcionamiento el tercer grupo. Sin embargo, una avería obligó a enviar materiales desde Estados Unidos para reparar la caldera.

En julio de 1955, el Gobierno creó la Comisión Asesora de Reactores Industriales para la que fueron nombrados seis representantes de las empresas eléctricas privadas. Además de José M.^a de Oriol, figuraron Cervera, García Vinuesa, Gortázar, Redonet y Torrón-tegui. A invitación de Westinghouse y de International General Electric, el presidente de Hidrola visitó la exposición del reactor atómico que se organizó en Ginebra. Antes de concluir el año, Oriol fue nombrado vocal de la Junta de Energía Nuclear. También intervino en la selección de tres ingenieros españoles que asistieron a un curso organizado por el laboratorio Argón en Estados Unidos. A esas alturas, no había sido decidido si el desarrollo de la energía nuclear en España sería competencia del sector privado o del público. El representante del INI, Torres Gost, tranquilizó los ánimos al manifestar que si las empresas privadas se interesaban por la aventura nuclear, «el INI no [tendría] ningún interés en adelantarse y actuar por su cuenta». Lo cierto es que el INI se adelantó y, además, lo hizo a espaldas de la propia Junta de Energía Nuclear³⁰.

El interés de Hidrola y, de modo particular, de su presidente José M.^a de Oriol, por la energía nuclear fue claro. En 1957, Hidrola financió con medio millón de pesetas las instalaciones de una cátedra de Energía Nuclear en la Escuela de Ingenieros Industriales de Bilbao. A comienzos de 1959, participó en el proyecto de un reactor experimental de 20.000 kW que fue acometido por la JEN.

A punto de concluir 1957, Oriol gestionó con UEM y con Sevillana la constitución de una sociedad anónima con el objeto social de construir y explotar una central nuclear. Fue la respuesta al consorcio Nuclenor de Iberduero y Electra de Viesgo. El 4 de febrero de 1958, se escrituró en Madrid la sociedad Centrales Nucleares, S.A. (Cenusa), siendo sus accionistas, como ha quedado apuntado, Hidrola, Sevillana y UEM. Oriol, Pinedo (Ignacio) y Usaola representaron a Hidrola en su Consejo de Administración. En diciembre, Cenusa comunicó al titular de Industria su firme compromiso de secundar la acción del Gobierno en todo lo referente a la energía nuclear. Y, en concreto, le anunció su predisposición a construir una central a orillas del río Tajo para atender la demanda energética de la zona Centro-Levante-Sur. Respondió esa inquietud a la certeza de un rápido agotamiento de los medios clásicos de producción si la demanda de electricidad continuaba su marcha imparable.

1.3.4 Relaciones con otras empresas eléctricas

Los sobrantes de energía obtenidos por las empresas de la zona noroeste (en particular, Endesa, Fenosa y Saltos del Sil), volvieron a suscitar nuevas tensiones con las empresas distribuidoras de la zona centro. En el otoño de 1952, Saltos ofreció a Empresas Reunidas

(Electra de Viesgo, Hidrola, Iberduero y UEM) 2 millones de kWh/día a una potencia máxima de 13.000 kW. No resultó fácil alcanzar un acuerdo pues hubo varias propuestas y contrapropuestas al respecto. La ausencia de salidas para la producción de las térmicas estatales intoxicó más si cabe unas negociaciones ya de por sí difíciles por los variopintos intereses en juego. Hasta febrero de 1954 no se rubricó un acuerdo con Saltos. Sin embargo, duró poco. Pronto surgieron, en efecto, discrepancias acerca de la utilización de las líneas de transporte y de los peajes a satisfacer por la energía destinada a los mercados de la zona Centro-Levante. Habiendo sido nombrado un arbitraje por Unesa, la resolución perjudicó a Hidrola ya que incrementó sus gastos en un millón de pesetas. Tampoco aquella componenda gozó de mejor suerte. En febrero de 1957, Saltos del Sil denunció el contrato que tenía en vigor con Empresas Reunidas.

Endesa fue el segundo frente abierto. Tras la inauguración de sus instalaciones en 1947, el factor de utilización nunca rebasó niveles extremadamente modestos y cuando no, las calderas permanecieron apagadas durante largos períodos de tiempo. Para mayor desgracia de la térmica estatal, la irregular demanda de su energía que era competencia del Reca de Unesa, le provocó innumerables averías. El abono de la energía suministrada fue objeto de conflictos, las más de las veces por no haber sido solicitada previamente. En el origen del problema estaba la inexistencia de un mercado minorista para la producción de Compostilla³¹. Por todas esas razones, las empresas eléctricas agrupadas en Empresas Reunidas intentaron por segunda vez adquirir los activos de la empresa estatal en el otoño de 1955. Abrieron la puerta a otras empresas privadas que estuvieran dispuestas a participar en la operación. A este respecto, Ignacio Villalonga manifestó su acuerdo a que Elsa, Nansa y Saltos del Sil aportasen un 25% del capital. Con idéntica finalidad, fue abordado Pedro Barrié de la Maza. En esta ocasión, el marqués de Unzá del Valle se encargó de negociar con Juan A. Suanzes con la idea de rubricar la operación antes de concluir el año. Más allá de las instalaciones de generación, lo que más interesó a la sociedad vasca fueron las líneas de transporte. El subsecretario de Industria manifestó que Endesa debía retener las centrales térmicas portátiles y la central «volante» (sic) en referencia claro está a la central flotante.

En noviembre de 1955, Suanzes recibió en su despacho de la plaza del marqués de Salamanca a la plana mayor de las Empresas Reunidas. También asistieron los máximos dirigentes de Fenosa y de Saltos del Sil. Les dio a entender que vería con buenos ojos la operación siempre que se incorporase todo el activo de Endesa en el noroeste: es decir la central de Compostilla, las participaciones en Hidroeléctrica de Moncabril e Hidroeléctrica de Galicia y las concesiones en el río Sil. Quedarían al margen las ya citadas centrales móviles, la central flotante y las dos térmicas de Avilés y Mieres. Para seguir la negociación, el INI formó una comisión integrada por Gaztelu, Martínez Cattaneo, Ocharan y Torres Gost. Aquellos avances hicieron concebir la esperanza de que se

resolvería la operación con carácter inmediato. Varios consejeros de Hidrola se aprestaron a despiezar el trofeo entre los potenciales compradores. Buen conocedor de la psicología de Suanzes, Oriol les advirtió que era preciso concluir antes la operación pues tiempo habría para tales distribuciones. A comienzos de 1956, los presidentes de las seis empresas afectadas se reunieron con Suanzes con la idea de señalar un precio a los activos de Endesa. El presidente del INI les advirtió que tenía la intención de «apretar mucho en el precio de venta», proponiendo la creación de una Comisión de Valoraciones al efecto. Al despedir a sus interlocutores, les urgió a crear un grupo fuerte para resolver el problema eléctrico catalán, «eliminando» a las personas allí situadas por no ser, afirmó, «industriales sino especuladores». Con tan duras palabras, Suanzes aludió a Juan March. Tan vehemente ataque contra Fecsa, una de las grandes empresas de Unesa, dio término a las negociaciones. Tras aquel encuentro celebrado el 28 de febrero en la sede del INI, no volvió a plantearse jamás la adquisición de los activos de Endesa. Las eléctricas privadas optaron entonces por una estrategia alternativa: arrinconar a las empresas paraestatales y golpear a Ofile, su talón de Aquiles. El viraje emprendido por la política económica de forma tímida a partir de 1957 pero mucho más contundente en el verano de 1959, les facilitó el soporte perfecto para esa operación de acoso y derribo.

1.4 HIDROLA EN LA ESPAÑA DEL DESARROLLISMO (1959-1973)

El giro de 180 grados emprendido por la política económica en 1957-1959 con el abandono definitivo de la autarquía espoleó el crecimiento de la economía española. En los catorce años comprendidos entre el Plan de Estabilización de 1959 y el primer *shock* del petróleo de 1973, se lograron elevadas tasas de crecimiento de la renta per cápita. Con ese trasfondo de prosperidad, se procedió a un nuevo reparto de funciones en el que la empresa privada adquirió un protagonismo inédito hasta entonces. A la empresa pública, en cambio, se le otorgó un papel subsidiario. La presencia de nuevos ministros en las carteras clave, en particular López Bravo en Industria y López Rodó en la Secretaría del Plan, con un talante marcadamente distinto a sus predecesores, allanó las dificultades para las eléctricas. No les resultó fácil, en cambio, a los gestores del INI amoldarse a las nuevas condiciones. Antes bien, se atrincheraron en defensa de las importantes cuotas de poder adquiridas en los veinte años anteriores, reclamando una y otra vez el mantenimiento del *statu quo* eléctrico. En ese contexto, Enher firmó en 1961 un importante contrato con EDF para exportar a Francia 3.000 millones anuales de kWh durante 10 años a partir de 1963. En opinión de sus gestores, fue la mejor solución para resolver el *impasse* en que se hallaba la empresa estatal por no disponer de un mercado propio. Así debió

de entenderlo Carrero Blanco pues granjeó el permiso gubernamental como mal menor para zanjar una situación que se tornaba explosiva día a día. La noticia del contrato no agradó en los despachos de Unesa ya que los excedentes energéticos estaban llamados a desaparecer en menos de un quinquenio en vista del fuerte incremento que registraba la demanda de electricidad en España. Ante una política de hechos consumados, instaron al Gobierno a concederles la línea de alta tensión que había de enlazar el mercado catalán con Francia³². Ante la presión ejercida por un todavía poderoso INI, el Gobierno no accedió a esa pretensión. Sin embargo, el contrato ENHER-EDF dañó irremediabilmente el modelo de Instituto que había instaurado Juan Antonio Suanzes.

1.4.1 Hidrola y el ocaso de las eléctricas estatales

Todo ocurrió a las puertas del verano de 1963³³. Es indudable que la revuelta de las empresas eléctricas privadas contra las filiales del INI fue orquestada por Fecsa, por ser la empresa más interesada en acabar con el conflicto latente. Al no tener puntos de fricción directos con las eléctricas del INI, Hidrola desempeñó un papel secundario pero no menos importante. A ese respecto, José M.^a de Oriol consiguió que todos los socios de Unesa, con la única excepción de Fenosa, se alinearan con sus planteamientos acerca del futuro del mercado eléctrico en España. En junio de 1963, en efecto, surgieron discrepancias sobre la modificación de las tarifas. A un primer grupo, pertenecieron empresas como Fenosa y Saltos del Sil favorables al mantenimiento de Ofile. En posición intermedia, estaban empresas como Iberduero que, si bien comprendían que Ofile estaba condenada a desaparecer, acataron los postulados del informe del Banco Mundial en el que se reclamaron modificaciones profundas en el régimen eléctrico. En el tercer grupo, empresas como Hidrola partidarias de eliminar con carácter inmediato Ofile ante el temor de que sus cuantiosos fondos pudieran ser desviados hacia otros fines, de que se perdiera la gestión autónoma de esos fondos y de que fueran el germen de una probable «socialización» de los activos eléctricos³⁴. En el mes de julio, todas las eléctricas, a excepción de la ya mencionada Fenosa, escribieron al ministro de Industria en apoyo de esos planteamientos. En los mismos días en que Suanzes asistió incrédulo al desmoronamiento del imperio eléctrico del INI en el Pirineo leridano y en el Bajo Ebro en una implacable secuencia de desastres (declaración judicial de rebeldía de los máximos gestores de ENHER, avenidas torrenciales que anegaron instalaciones en el Noguera Ribagorzana y parálisis de las obras de Mequinenza por orden superior), Franco entregó a Hidroeléctrica Española el título de empresa ejemplar.

Mientras que las eléctricas estatales continuaron abocadas a soportar los efectos de una permanente crisis de sobreproducción, los técnicos de Hidrola dieron la voz de alarma a sus superiores acerca del riesgo probable de caer en el escenario contrario. De acertar en sus proyecciones sobre la expansión del consumo energético español (10% de crecimiento anual en 1959-1963 y 8% a partir de ese último año), Hidrola registraría un déficit

TABLA 2 Integración de filiales (1961)

| |
|--|
| Provincial Eléctrica, S.A. |
| La Electricista Alcoyana |
| Central Eléctrica de Leganés |
| Electra del Cabriel |
| Unión Eléctrica de Cartagena |
| Volta |
| Electricista Toledana |
| Energía Eléctrica del Mijares |
| Electra de Levante |
| Cía de Luz y Fuerza de Levante (LUTE) |
| Hidroeléctrica de Levante |
| Cía de Distribución de Electricidad (CODESA) |
| Unión Eléctrica de Murcia |
| Hidroeléctrica del Tajo |
| Eléctrica de la Vega de Murcia (ELVESA) |
| Hidroeléctrica de Anralá |
| Distribuciones Eléctricas Sadrián (DIELSA) |
| Unión de Distribuidores (UDISA) |
| Molinos del Segura en Archena |

Fuente HE, Actas (27-04-1960).

en 1963 y otro en 1967. Para atender ese fuerte crecimiento del mercado, el Consejo aprobó un ambicioso plan de inversiones en noviembre de 1961. De acuerdo con ese plan, se adelantarían las obras programadas para la primera fase del Plan del Tajo (en particular, el salto de Alcántara, y la conclusión de las obras de los saltos de Valdecañas, Valdeobispo y Torrejón), se adquirirían nuevas concesiones hidroeléctricas en el Levante (saltos de pie de presa de los embalses de Contreras y Generalísimo, del pantano de Loriguilla, el aprovechamiento de Domeño así como determinadas concesiones en el Segura), se montaría el Grupo 4 de la central térmica de Escombreras y, por fin, se instalarían una nueva central térmica así como una nuclear³⁵.

Por lo demás, la nueva política económica que se estrenó en el bienio pre-estabilizador, aconsejó integrar en Hidrola a todas las filiales dedicadas al negocio eléctrico, según se puede ver en la tabla 2. El acuerdo adoptado en 27 de abril de 1960 quedó supeditado a la concesión por el Ministerio de Hacienda de una batería de exenciones fiscales que se solicitaron al amparo del artículo 135 de la Ley de Reforma Tributaria (26-12-1957). Se aprobó igualmente una provisión de ampliación de capital de 1.500 millones de pesetas para atender las peticiones de canje de títulos por parte de los accionistas de las sociedades afectadas. Sin embargo, dicha ampliación resultó innecesaria ya que ningún accionista optó por el canje. Cuando la O.M. de 19-7-1960 concedió las exenciones tributarias, se otorgó la escritura de integración.

En ejercicios posteriores, Hidrola adquirió otras distribuidoras eléctricas, siempre de escasa entidad. En 1962, por ejemplo, alcanzó un acuerdo con Hidroeléctrica San José, una distribuidora de la energía de Hidrola en pequeñas localidades alicantinas. Unos meses más tarde, adquirió otras tres distribuidoras de Murcia capital por un precio de adquisición de 7 millones de pesetas. En 1963, absorbió las sociedades Compañía Eléctrica Utielana, Hidroeléctrica de Anralá, Molinos del Segura y Saltos de Gavillanes. Por fin, en julio de 1964, le llegó el turno a otra pequeña distribuidora de Motilla del Palancar por 10,5 millones de pesetas, casi todo en acciones propias³⁶.

En el enfrentamiento con el INI, se dirimieron otras cuestiones de no menos enjundia tales como el papel de las eléctricas privadas en el desarrollo del mercado español con especial proyección sobre la energía nuclear. Ya vimos en el epígrafe anterior que Hidrola, en la persona de su presidente José M.^a de Oriol, se implicó muy activamente en la implantación de la energía nuclear en España. En una entrevista con Joaquín Planell que se celebró en marzo de 1960, Oriol le transmitió su firme convicción de que un país de las características de España no debía malgastar dinero en la investigación nuclear. Debía, por el contrario, dejar esa parcela a las naciones más avanzadas en el terreno científico y acometer únicamente proyectos «económicamente necesarios y técnicamente eficaces». En línea con el planteamiento de Oriol, las eléctricas privadas se opusieron a la decisión de la Junta de Energía Nuclear de construir un reactor de doble uso con una inversión de 1400 millones de pesetas. A esas alturas (otoño de 1960), tanto Cenusa como Nuclenor disponían de proyectos avanzados. En un giro radical de su postura tras años de obrar a espaldas de la JEN, el INI prometió su colaboración.

A partir de ese momento, las partes precipitaron sus actuaciones sin haber solventado cuestiones tan importantes como la elección de la materia prima. Al anunciar Cenusa en abril de 1961 su intención de instalar una central nuclear en la zona centro (BOE de 22 de abril), Hidrola lanzó un órdago que obligó al Gobierno a mover ficha. A este respecto, el relevo de Planell por López Bravo en la cartera de Industria atemperó la posición gubernamental. En una reunión de José M.^a de Oriol y Carlos Mendoza, como presidente de Unesa, con su homólogo de la Junta de Energía Nuclear, Otero Navasqües aceptó que la iniciativa privada podría instalar centrales nucleares siempre que se acogiese a las normas generales sobre potencia mínima que preparaba el Gobierno. Sin embargo, admitió que la elección del tipo de reactor sería una competencia exclusiva de las empresas privadas. A la altura de 1968-1970, funcionarían 3 centrales nucleares con una potencia de 200.000 kW. A cambio, solicitó de las empresas privadas su colaboración para cubrir el déficit de 30 millones de pesetas al que se enfrentaba la JEN debido a la suspensión de la exportación de uranio de la India. En las nuevas circunstancias, Cenusa y Nuclenor acordaron que cada sociedad habría de montar una central nuclear en su zona con una proyección regional. Desestimaron la posibilidad de constituir una sociedad participada por todas las empresas privadas para construir una o varias centrales nucleares. Era preciso, en su opinión, no dar ninguna opción para evitar que el INI adquiriese un predominio decisivo sobre el sector privado. Volvió a quedar en el tintero la elección de la materia prima de las futuras centrales. En septiembre de 1962, Oriol asistió a las reuniones de Foratom en París en las que se debatieron las ventajas y desventajas del uranio natural frente al uranio enriquecido. La falta de acuerdo en los foros internacionales tuvo su reflejo en España. Mientras la JEN se inclinó por el uranio natural, las empresas privadas prefirieron el uranio enriquecido por su mayor rendimiento³⁷.

En agosto de 1963, coincidiendo con la crisis de Enher, el Gobierno autorizó la instalación de la central nuclear de Santa María de Garoña por Nuclenor con una potencia de 300.000 kVA. En febrero de 1964, UEM recibió el plácet definitivo para instalar una central de 60.000 kVA en Zorita de los Canes. Mientras, Hidrola continuó efectuando estudios sobre el combustible. Oriol recabó nuevos datos en la conferencia internacional sobre los usos pacíficos de la energía nuclear que se celebró en Ginebra en el verano. Sin embargo, la entrada en servicio de los saltos del Tajo programada para fines del decenio, permitió posponer el montaje de centrales nucleares.

1.4.2 La metamorfosis de Hidroeléctrica Española (1963-1973)

Con ocasión de la visita que el ministro de Obras Públicas Juan Vigón giró a la cuenca del Tajo a comienzos de 1963, José M.^a de Oriol detalló las previsiones de producción nueva para los siguientes años. En total, Hidrola confió en disponer de unos 5.100 millones de kWh adicionales que se repartían de la siguiente forma: Plan Tajo (Valdecañas, Torrejón y Valdeobispo) 1.250 millones de kWh, Alcántara 2.200 millones de kWh, Gabriel y Galán junto a otros aprovechamientos de Gredos 400 millones de kWh y, por último, otros 1.250 millones de kWh en el Grupo 4 de la central térmica de Escombreras. Con semejante volumen de energía, la empresa esperaba cubrir las necesidades de su mercado hasta bien entrados los años setenta. Apenas transcurridos dos años, Hidrola cambió su estrategia apostando decididamente por la energía térmica (centrales térmicas convencionales de Aceca y Castellón, y nucleares de Almaraz y Cofrentes). Ese golpe de timón resultó providencial pues le permitió afrontar con relativa tranquilidad la terrible sequía que vació los embalses españoles en los últimos años del decenio de 1960. Empero, su creciente dependencia respecto de la energía térmica, que significó la metamorfosis de una empresa esencialmente hidráulica desde sus orígenes, le hizo vulnerable cuando golpeó la primera crisis del petróleo en el verano de 1973.

La decisión de explotar en régimen de comunidad de bienes con UEM una central térmica en el Tajo, decisión que se tomó en noviembre de 1964, significó un punto de inflexión en la estrategia empresarial de Hidrola. Se proyectó la instalación de dos grupos, uno por cada empresa. El Ministerio de Industria no autorizó la construcción hasta julio de 1965. Para entonces, ya estaba en montaje el Grupo 5 de la central térmica de Escombreras con un adelanto sobre el calendario. En octubre de 1967, Oriol participó a López Bravo de los planes de instalar una segunda térmica convencional en el puerto de Castellón con dos grupos de 500.000 kW. Para financiar la obra, el Eximbank concedió un préstamo de 30 millones de dólares en 1970. Coincidió la decisión de instalar la nueva térmica con una sequía aguda que redujo sensiblemente los caudales de los ríos españoles. A consecuencia de ello, la producción hidroeléctrica de Hidrola se aminoró

un 16,1% durante 1968 con relación al año anterior, obligando a producir un 29% adicional en las térmicas y a comprar a terceros un 9,4% sobre lo habitual. La firmeza de la demanda energética en su mercado agravó la coyuntura³⁸. No sólo el consumo energético excedió ampliamente las previsiones que se establecieron en 1960, sino que la decisión gubernamental de acometer las obras del trasvase Tajo-Segura fue el segundo factor que contribuyó al cambio de estrategia empresarial. A tenor de los términos de la concesión de 1956, el Estado podía retirar caudales para regadío en la misma cuenca. En cambio, el trasvase, habría de significar una pérdida de agua que no sería devuelta. Para un trasvase de 600 millones de metros cúbicos, se ocasionaría una pérdida anual de 300 millones de kWh. En abril de 1968, la Administración reconoció a Hidrola una indemnización por ese quebranto.

Ya se ha explicado que la cercanía de la entrada en servicio del Sistema del Tajo recomendó aplazar los planes nucleares. No obstante, Hidrola concursó en unión de Iberduero y Electra de Viesgo para instalar una planta de uranio en Ciudad Rodrigo en 1965. Un 30% de la inversión global de 500 millones de pesetas se debía financiar mediante la colocación de acciones; el 70% restante se distribuiría a partes iguales entre obligaciones y créditos bancarios. El concurso se resolvió a favor de la sociedad Uranios de Trastámara.

A mediados de 1970, el Ministerio de Industria gestionó una participación de la Compañía Portuguesa de Electricidad en la explotación de una futura central nuclear que debía construir la Comunidad de Bienes formada por Hidrola, Sevillana y UEM en Almaraz, con dos grupos de 930.000 kW. En razón de su mayor experiencia y por ser las condiciones más favorables, se adjudicó la maquinaria principal a Westinghouse con un monto global de 151,5 millones de dólares. Con una inversión de 1400 millones de pesetas, los trabajos de ingeniería fueron confiados a la agrupación de empresas consultoras formada por Eptisa, Técnicas Reunidas, Gibbs & Hill USA y a su filial española³⁹. Entrecanales resultó elegida para construir la obra civil y la pequeña presa de refrigeración. El conjunto de la operación fue financiada por el Eximbank por medio de un crédito de 72 millones de dólares; un 89% se destinaría a la adquisición de la maquinaria y el 11% restante al combustible⁴⁰. De acuerdo con las previsiones, Almaraz entraría en servicio en 1978. A comienzos de 1972, se solicitó autorización para instalar una segunda central nuclear en Cofrentes con dos grupos de 900.000 kW. En este caso, el equipo estrictamente nuclear, el turbogenerador y la primera carga de combustible fueron adjudicados a General Electric US por un total de 75 millones de dólares y 2.418 millones de pesetas. La inversión prevista para el concentrado de uranio de futuras cargas de combustible, el equipo restante, la obra civil y los derechos aduaneros ascendió a unos 10.600 millones de pesetas por lo que el coste global de Cofrentes alcanzó unos 17.800 millones. Hidrola consiguió una elevada proporción de fabricación española: 27% de la turbina,

TABLA 3 Integración de filiales (1964-1968)

| |
|--|
| Compañía Electra Madrid |
| Distribuidora de Energía Eléctrica de Torrente |
| Dynamis, S.A. |
| Electra Albacetense |
| Eléctrica Almanséa, S.A. |
| Eléctrica La Rosa |
| Electricista Toledana |
| Hijos de A. y J. Ratié |

Fuente HE, Actas (1964-1968).

43% del generador y el 74% del total. Eximbank y Manufacturers Bank concedieron un crédito sindicado de 94 millones de dólares, el 90% del conjunto formado por la parte nuclear, los trabajos de ingeniería que se efectuarían en Estados Unidos y la primera carga de combustible.

En noviembre de 1969, comenzó a rodar en período de pruebas el Grupo 1 del salto de Alcántara. En julio de 1970, lo inauguró Franco y, un año más tarde, fue rebautizado por los Príncipes de Asturias como Presa José

M.^a de Oriol. Además de esta obra emblemática, Hidrola incorporó a su activo otras instalaciones secundarias. En 1966, adquirió los saltos de La Gosálvez y La Manchega. En 1970, compró a partes iguales con UEM el negocio de producción y distribución de energía eléctrica en las provincias de Cuenca, Ciudad Real, Guadalajara y Toledo perteneciente a Centrales Eléctricas Navarro con un total de 60.000 abonados y una distribución anual de 70 millones de kWh. En línea con el período anterior, Hidrola continuó su política de absorción de filiales [véase la tabla 3].

En otro orden de cosas, Hidrola se esforzó en clarificar la política comercial en su mercado, en el propio y en el compartido con empresas vecinas. En el verano de 1963, estalló una guerra comercial con Iberduero al inmiscuirse esta empresa en una zona de actuación exclusiva de UEM en el poblado madrileño de Moratalaz. A juicio de Oriol, la actuación de Iberduero puso en entredicho la política de tarifas de las empresas eléctricas privadas así como su política en materia de derechos de acometida. Significó una flagrante violación de los principios de unidad eléctrica defendidos con tanto ahínco desde 1944. Aprovechando la presencia del conde del Cadagua que, como es sabido, ocupaba la presidencia de Iberduero y del Banco de Vizcaya, el Consejo de Hidrola hizo un llamamiento a una suspensión de la política comercial de la compañía vasca. A instancias de Víctor de Urrutia, se declaró una especie de armisticio. La sangre no llegó al río ya que Iberduero se retiró de Moratalaz. Por su parte, Hidrola y UEM alcanzaron un acuerdo sobre reparto de la zona centro en el otoño de 1965 por el cual la primera reconoció a la segunda las provincias de Ávila, Ciudad Real y Segovia. En cambio, en las provincias de Guadalajara, Madrid y Toledo, quedó establecido un sistema de mercado compartido al 50%. Por lo que atañe a Cuenca, UEM se reservó la zona norte; Hidrola la zona sur y la Eléctrica Conquense la capital. Ambas partes acordaron una vigencia de 30 años para este convenio⁴¹.

En 1973, Hidrola dispuso de instalaciones de gran potencia que le brindaron una versatilidad inédita en sus 66 años de historia. Además, las instalaciones que tenía en curso de montaje, le permitieron contemplar el futuro con una relativa tranquilidad. La entrada en servicio de la central térmica de Castellón, prevista para comienzos de 1973, debía cubrir las necesidades del mercado propio por tres años más. Los dos grupos de la central nuclear de Almaraz le permitirían satisfacer el consumo de sus abonados hasta 1982. Y eso que el mercado propio registró un aumento ligeramente superior a la media nacional desde comienzos del decenio de 1970.

Sin embargo, dos lunares ensombrecieron los éxitos en el terreno técnico. Por un lado, la reforma de las tarifas (D 21-12-1972) quedó muy alejada de los niveles que habrían deseado las empresas eléctricas. No obstante, el Ministerio de Industria admitió un sistema de tarifas binomias y la supresión de las primas de Ofite en respuesta a la reiterada solicitud de Unesa. Admitió igualmente la libertad de actuación de las centrales térmicas privadas y, por ende, puso término a la discriminación a favor de las centrales preferentes pertenecientes a las eléctricas estatales. A consecuencia de esa reforma desigual que entró en vigor el 1 de mayo de 1973, Hidrola se vio en la tesitura de aplicar una política de austeridad que afectó sobre todo a la inversión. Ante el plenario del Consejo, Oriol afirmó que el horizonte que se cernía en el medio plazo de la empresa, estaba lleno de nubarrones a menos que el contencioso de las tarifas se resolviese en la dirección y en la cuantía deseadas. Por otro lado, la política de aminorar la dependencia respecto de las reservas hidrológicas permitió a Hidrola mejorar su autonomía frente a terceras compañías a costa, no obstante, de ser más vulnerable en una coyuntura tan excepcional como la que se vivió con la primera crisis del petróleo. A continuación, analizaremos la forma en que Hidrola encaró los dramáticos acontecimientos del otoño de 1973 cuando los efectos de una persistente sequía se vieron repentinamente multiplicados por el embargo de petróleo que siguió a la guerra del Yom Kippur.

Es de señalar que los esfuerzos desplegados por los gestores de Hidrola durante buena parte de 1972 en pos de mantener lo más altas posibles las reservas hidrológicas de la empresa se vieron entorpecidos por la paralización de la central térmica de Aceca por orden de la Dirección General de Energía. Por ello, el 67% de lo producido en 1972 fue de origen hidráulico a pesar de que el año hidrológico no fue nada favorable. Comenzó pues Hidrola el nuevo ejercicio con unas reservas menores a las deseadas con la mira puesta en el 1 de mayo, día en que se decretaría la libertad de funcionamiento de las centrales térmicas. Sin embargo, la persistencia del tiempo seco obligó a reducir a un mínimo la marcha de las centrales hidroeléctricas con el fin de mantener las reservas para el otoño. En mayo, la producción térmica diaria fue el doble de la hidráulica.

Se entablaron entonces negociaciones para contratar «capacidad firme» de las empresas del INI. En el ecuador del año, las térmicas españolas suministraron un 42% de la producción eléctrica total; sobre ese porcentaje, casi un 30% fue aportado por las centrales nucleares. A pesar de la fuerte marcha de las térmicas, el suministro de petróleo no fue motivo de preocupación para las autoridades; así se lo hicieron saber a la patronal eléctrica. En los dos siguientes meses, el estiaje obligó a incrementar la producción térmica de Hidrola en un 77% con respecto a los mismos meses de 1972. Con semejantes niveles de producción, las térmicas aportaron 23 millones diarios de kWh frente a sólo 9 millones de los saltos hidroeléctricos. En vísperas del Yom Kippur, los niveles de los embalses se situaron por debajo de los registrados en 1972. Coincidiendo con esa baja de caudales, se redujeron los cupos de combustibles para las centrales térmicas. «Aunque las razones exactas se desconocen, parecen, por de pronto, no ser debidas a escasez de suministros» se afirmó en la reunión del Consejo de Hidrola celebrada en el mes de septiembre⁴². A mediados de octubre, la Dirección General de Energía solicitó a las empresas que redujeran su consumo en 10.000 toneladas diarias. La reducción real se limitó a 7.000 toneladas, correspondiendo a Hidrola en torno a 1.700 toneladas (casi una cuarta parte de esa cifra). Sin embargo, las reservas no dejaron excesivo margen para incrementar la producción. En el último día de octubre, por ejemplo, los caudales turbinados apenas si igualaron la mitad de la producción de las térmicas. Y mientras se redujeron los cupos de petróleo, los zarpazos de la sequía continuaron mermando los niveles de los embalses. Hidrola contó con unas reservas totales de 1.630 millones de kWh, correspondiendo un 35% a embalses de régimen anual y el 65% restante a los de régimen hiperanual. Por su parte, las existencias del parque de carbones de la central de Aceca experimentaron una fuerte contracción ante la debilidad de las entradas lo que respondió a una huelga de la minería asturiana y a una falta de locomotoras de Renfe. Coincidiendo con esa coyuntura eléctrica tan aciaga, se produjo el asesinato de Luis Carrero Blanco.

2 LA ECONOMÍA DE HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA EN LOS AÑOS 1940-1973

El extraordinario crecimiento experimentado por la empresa en los aspectos productivos y de distribución tenía que ir acompañado, como es natural, por la ampliación paralela de su capacidad financiera. El esfuerzo que significaron tanto la construcción de los grandes saltos del Tajo como la incorporación al grupo de un buen número de empresas

menores se financió esencialmente mediante ampliaciones de capital y a través de la emisión de obligaciones. La autofinanciación tuvo durante casi todo el período una participación insignificante.

Esta sección se divide en dos partes. La primera está dedicada a estudiar la magnitud de los recursos que fueron necesarios para el crecimiento y la forma en que se consiguieron, mientras que la segunda se centra en el análisis de la rentabilidad de la empresa.

2.1 NECESIDADES DE FINANCIACIÓN Y ORIGEN DE LOS RECURSOS

Una primera aproximación a la evolución financiera de la empresa puede realizarse analizando los cambios habidos en la estructura de los balances. La tabla 4 recoge la evolución de esta estructura en los años aquí considerados. Como puede observarse, las partidas más relevantes del activo son las instalaciones y los valores mobiliarios. En conjunto significan casi siempre en torno al 75-85% del total. Es preciso tener en cuenta que la partida ‘valores’ no recoge en este caso inversiones financieras sino participaciones en empresas eléctricas filiales. Las oscilaciones de esta partida, como veremos, tienen que ver con la adquisición de nuevas empresas y con la decisión de absorberlas o no de forma completa.

Por lo que hace al pasivo, las partidas más significativas son las que conforman los recursos propios de la empresa (capital, reservas, fondo de amortización) y las obligaciones en circulación. Sólo en algunos años de la década de 1950 resultan relevantes los créditos a corto plazo, mientras que casi nunca lo serán los acreedores a largo plazo.

Quedan así dibujadas algunas líneas principales de la estructura financiera de la empresa. La relevancia del inmovilizado dentro del activo deriva de las propias características de una compañía en la que la producción hidroeléctrica era dominante. Se trataba de una actividad muy intensiva en capital que exigía fuertes inversiones en instalaciones, pero que reclamaba pocos recursos para capital circulante. Por lo que se refiere al pasivo, el equilibrio entre los recursos propios y los obtenidos mediante la emisión de obligaciones constituye el elemento básico de la política financiera de la compañía.

Para analizar esto con mayor precisión hemos elaborado la tabla 5 en la que se recogen las necesidades anuales de financiación neta —excluyendo las amortizaciones— y la distribución por orígenes de los recursos obtenidos. Empecemos por hacer algunas consideraciones sobre el ritmo al que evolucionó el esfuerzo inversor de la sociedad. La cuarta columna de la tabla y el gráfico 1 muestran que este esfuerzo, medido como el incremento anual de la inversión sobre los activos totales, tuvo un ritmo rápidamente creciente entre el fin del conflicto civil y principios de la década de los años cincuenta.

TABLA 4 Estructura del balance (%)

| AÑOS | ACTIVO | | | TOTAL BALANCE | PASIVO | |
|------|---------------|---------|----------------------------|---------------|----------------------|------------------------|
| | INSTALACIONES | VALORES | DISPONIBLE Y OTRAS CUENTAS | | CAPITAL DESEMBOLOADO | RESERVA REGULARIZACIÓN |
| 1940 | 69 | 13 | 18 | 100 | 58 | — |
| 1941 | 69 | 19 | 13 | 100 | 67 | — |
| 1942 | 68 | 19 | 13 | 100 | 72 | — |
| 1943 | 64 | 18 | 17 | 100 | 72 | — |
| 1944 | 65 | 19 | 16 | 100 | 71 | — |
| 1945 | 64 | 19 | 17 | 100 | 70 | — |
| 1946 | 60 | 18 | 22 | 100 | 71 | — |
| 1947 | 58 | 18 | 24 | 100 | 65 | — |
| 1948 | 61 | 17 | 23 | 100 | 59 | — |
| 1949 | 59 | 17 | 24 | 100 | 56 | — |
| 1950 | 76 | 14 | 10 | 100 | 56 | — |
| 1951 | 75 | 14 | 11 | 100 | 48 | — |
| 1952 | 50 | 28 | 22 | 100 | 49 | — |
| 1953 | 46 | 26 | 28 | 100 | 42 | — |
| 1954 | 40 | 21 | 39 | 100 | 34 | — |
| 1955 | 37 | 18 | 45 | 100 | 33 | — |
| 1956 | 55 | 15 | 31 | 100 | 25 | — |
| 1957 | 59 | 12 | 28 | 100 | 26 | — |
| 1958 | 57 | 11 | 33 | 100 | 27 | — |
| 1959 | 60 | 12 | 29 | 100 | 30 | — |
| 1960 | 73 | 7 | 20 | 100 | 27 | — |
| 1961 | 78 | 7 | 15 | 100 | 30 | — |
| 1962 | 77 | 7 | 16 | 100 | 30 | — |
| 1963 | 77 | 9 | 14 | 100 | 29 | — |
| 1964 | 74 | 7 | 19 | 100 | 29 | — |
| 1965 | 81 | 5 | 14 | 100 | 25 | 11 |
| 1966 | 83 | 4 | 13 | 100 | 22 | 18 |
| 1967 | 82 | 5 | 13 | 100 | 23 | 18 |
| 1968 | 84 | 5 | 11 | 100 | 26 | 13 |
| 1969 | 87 | 4 | 9 | 100 | 27 | 8 |
| 1970 | 86 | 3 | 10 | 100 | 31 | 5 |
| 1971 | 85 | 3 | 12 | 100 | 35 | 2 |
| 1972 | 85 | 3 | 12 | 100 | 39 | 1 |
| 1973 | 88 | 3 | 9 | 100 | 42 | — |

Fuente: *Memorias de Hidroeléctrica Española (1940-1973).*

| PASIVO | | | | | |
|----------|-----------------------|-----------------------------|--------------------------------|----------------------|--|
| RESERVAS | FONDO DE AMORTIZACIÓN | OBLIGACIONES EN CIRCULACIÓN | OTROS ACREEDORES A LARGO PLAZO | PERDIDAS Y GANANCIAS | CREDITOS A CORTO PLAZO Y OTRAS CUENTAS |
| 5 | 6 | 18 | 0 | 6 | 6 |
| 5 | 8 | 7 | 0 | 7 | 6 |
| 5 | 10 | — | 1 | 9 | 4 |
| 5 | 11 | — | 1 | 8 | 1 |
| 6 | 11 | — | 1 | 9 | 2 |
| 7 | 11 | — | 2 | 7 | 3 |
| 7 | 12 | — | 2 | 8 | 0 |
| 7 | 12 | — | 2 | 10 | 3 |
| 7 | 13 | — | 2 | 11 | 8 |
| 9 | 12 | 6 | 2 | 7 | 9 |
| 7 | 9 | 5 | 2 | 6 | 13 |
| 6 | 9 | 16 | 2 | 7 | 13 |
| 15 | 6 | 10 | 1 | 6 | 12 |
| 14 | 7 | 17 | 1 | 7 | 13 |
| 12 | 6 | 29 | 1 | 5 | 13 |
| 9 | 6 | 35 | 1 | 5 | 11 |
| 8 | 6 | 32 | 0 | 5 | 25 |
| 11 | 6 | 35 | 0 | 5 | 18 |
| 11 | 6 | 37 | 0 | 4 | 15 |
| 9 | 7 | 36 | 0 | 4 | 14 |
| 7 | 7 | 42 | 0 | 4 | 12 |
| 7 | 9 | 42 | 0 | 4 | 8 |
| 8 | 9 | 38 | 0 | 4 | 11 |
| 8 | 10 | 39 | 0 | 4 | 9 |
| 10 | 10 | 35 | 4 | 4 | 8 |
| 9 | 9 | 30 | 3 | 3 | 9 |
| 7 | 9 | 31 | 2 | 3 | 8 |
| 7 | 9 | 30 | 2 | 3 | 8 |
| 6 | 10 | 31 | 1 | 3 | 9 |
| 6 | 11 | 35 | 1 | 4 | 8 |
| 6 | 12 | 33 | 1 | 4 | 8 |
| 8 | 13 | 28 | 2 | 5 | 8 |
| 10 | 15 | 23 | 0 | 5 | 7 |
| 11 | 16 | 19 | 0 | 6 | 6 |

TABLA 5 Necesidades de financiación y distribución por orígenes de los recursos

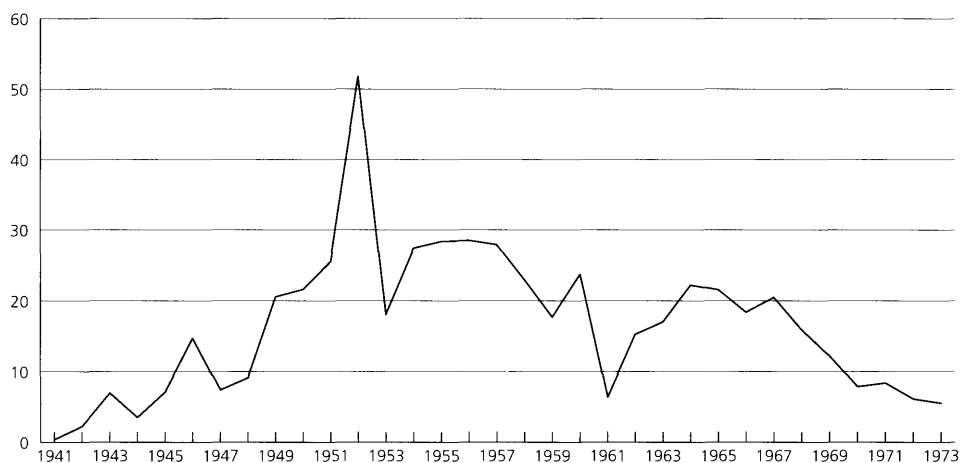
| AÑOS | NECESIDADES DE FINANCIACIÓN (SIN AMORTIZACIONES) | | INVERSIÓN SOBRE BALANCE DEL AÑO ANTERIOR (%) | TOTAL |
|-----------|--|--------------------------|--|-------|
| | MILLONES DE PTS. CORRIENTES | MILLONES DE PTS. DE 1973 | | |
| 1941 | 1.377 | 12.596 | 0,39 | 100 |
| 1942 | 8.221 | 70.318 | 2,25 | 100 |
| 1943 | 26.578 | 228.571 | 6,96 | 100 |
| 1944 | 14.743 | 121.659 | 3,53 | 100 |
| 1945 | 30.763 | 236.849 | 7,11 | 100 |
| 1946 | 69.176 | 406.000 | 14,73 | 100 |
| 1947 | 40.486 | 201.823 | 7,38 | 100 |
| 1948 | 54.530 | 254.755 | 9,10 | 100 |
| 1949 | 136.386 | 604.555 | 20,56 | 100 |
| 1950 | 175.145 | 700.248 | 21,63 | 100 |
| 1951 | 252.146 | 921.280 | 25,61 | 100 |
| 1952 | 648.522 | 2.417.045 | 51,81 | 100 |
| 1953 | 346.323 | 1.270.521 | 18,08 | 100 |
| 1954 | 628.796 | 2.279.025 | 27,42 | 100 |
| 1955 | 837.870 | 2.919.612 | 28,36 | 100 |
| 1956 | 1.090.537 | 3.588.383 | 28,50 | 100 |
| 1957 | 1.389.102 | 4.132.006 | 27,92 | 100 |
| 1958 | 1.483.486 | 3.886.082 | 22,96 | 100 |
| 1959 | 1.430.106 | 3.491.580 | 17,70 | 100 |
| 1960 | 2.299.811 | 5.550.632 | 23,81 | 100 |
| 1961 | 775.260 | 1.839.496 | 6,37 | 100 |
| 1962 | 2.018.293 | 4.519.175 | 15,27 | 100 |
| 1963 | 2.643.665 | 5.450.296 | 17,02 | 100 |
| 1964 | 4.116.301 | 7.875.042 | 22,24 | 100 |
| 1965 | 4.980.708 | 8.420.181 | 21,56 | 100 |
| 1966 | 5.270.491 | 8.381.075 | 18,38 | 100 |
| 1967 | 7.139.879 | 10.664.266 | 20,48 | 100 |
| 1968 | 7.118.275 | 10.163.680 | 15,94 | 100 |
| 1969 | 6.894.946 | 9.606.117 | 12,25 | 100 |
| 1970 | 5.258.697 | 6.883.459 | 7,84 | 100 |
| 1971 | 6.383.526 | 7.666.781 | 8,36 | 100 |
| 1972 | 5.316.721 | 5.894.930 | 6,13 | 100 |
| 1973 | 5.309.511 | 5.309.511 | 5,55 | 100 |
| 1940-1973 | | | | 100 |

Fuente: *Memorias de Hidroeléctrica Española (1940-1973).*

DISTRIBUCIÓN POR ORIGENES (%)

| INCREMENTOS DE CAPITAL | OBLIGACIONES | PRÉSTAMOS A LARGO PLAZO | AUTOFINANCIACIÓN | ACREEDORES A CORTO PLAZO |
|---------------------------|--------------|----------------------------|------------------|-----------------------------|
| 2.923 | -2.948 | — | 64 | 62 |
| 372 | -299 | 25 | — | 1 |
| 102 | — | 7 | 12 | -22 |
| 45 | — | 3 | 20 | 32 |
| 74 | — | 7 | 10 | 10 |
| 98 | — | 3 | 4 | -5 |
| — | — | 5 | 8 | 87 |
| — | — | 4 | 7 | 88 |
| 43 | 37 | 2 | 5 | 14 |
| 60 | — | 1 | 0 | 39 |
| 28 | 59 | 1 | 0 | 12 |
| 52 | 0 | 0 | 1 | 47 |
| 6 | 58 | — | 1 | 35 |
| 13 | 71 | 0 | 0 | 16 |
| 32 | 59 | 0 | 0 | 8 |
| 0 | 23 | 0 | 0 | 77 |
| 52 | 46 | 0 | 0 | 1 |
| 46 | 50 | 0 | 1 | 4 |
| 46 | 35 | — | 1 | 19 |
| 20 | 72 | 1 | 0 | 6 |
| 78 | 62 | -1 | 1 | -41 |
| 31 | 30 | 0 | 1 | 38 |
| 32 | 62 | 0 | 1 | 5 |
| 25 | 46 | 21 | 0 | 8 |
| 25 | 47 | 3 | — | 26 |
| 25 | 66 | 0 | — | 9 |
| 23 | 57 | -1 | 2 | 20 |
| 21 | 56 | -2 | — | 25 |
| 2 | 92 | -2 | — | 8 |
| 39 | 47 | 1 | — | 13 |
| 39 | 25 | 11 | — | 25 |
| 58 | 41 | -21 | — | 22 |
| 85 | -2 | 4 | — | 13 |
| 32 | 49 | 1 | 0 | 18 |

GRÁFICO 1 Incremento neto de la inversión (%)



Fuente: *Memorias de Hidroeléctrica Española (1940-1973)*.

El punto de partida era muy bajo, pero las cotas alcanzadas fueron muy notables. Hasta la segunda mitad de la década de 1960 y a pesar de las lógicas fluctuaciones, la inversión anual se situó en torno al 20% de los activos totales. Este fue el período dominado por la construcción de las grandes centrales sobre el Tajo. A partir de los últimos años sesenta la inversión decayó de forma notable en términos relativos hasta situarse en torno al 7% de incremento anual. El año más destacado de todo el período considerado fue sin duda 1952, el ejercicio en el que Hidroeléctrica Española adquirió la mayoría de las acciones de Luz y Fuerza de Levante y de Electra Madrid. Volveremos a ello más adelante.

Dicho esto y refiriéndonos ya al origen de los recursos obtenidos, es preciso puntualizar que en el conjunto del período la mayor parte de la financiación —casi la mitad— provino de las obligaciones. Las ampliaciones de capital aportaron el 32% y los recursos de corto plazo el 18%. Llama la atención el insignificante recurso al crédito bancario de largo plazo, que sólo se utilizó puntualmente para financiar compras de equipos en los Estados Unidos a través del Eximbank.

Como puede observarse, la política financiera de la compañía experimentó a lo largo de estos años diversas alternativas. En los primeros años cuarenta, en el marco de una actividad inversora todavía muy débil, la empresa procedió al reembolso anti-

cipado de todas las obligaciones emitidas antes de la Guerra Civil. A finales de 1940, la empresa contaba con un capital de 206,5 millones de pesetas y obligaciones en circulación por 65 millones. En los dos años siguientes se procedió a la amortización de la totalidad de estas obligaciones. Para llevar a cabo esta operación se hicieron tres ampliaciones de capital sucesivas (julio de 1940 y octubre y diciembre de 1941) por un monto nominal total de 98 millones. La mayoría de estas acciones fueron ofrecidas a los accionistas a la par y otras a un tipo del 108%. Hay que tener en cuenta que la cotización media de las acciones de la compañía durante el año 1941 se situó en el 337%. La concesión del derecho de suscripción suponía así un notable beneficio para el accionista de la sociedad.

Durante toda la década de 1940 el principal recurso inversor fueron las sucesivas ampliaciones de capital. Las hubo en 1943, 1945, 1946 y 1949. A finales de este año, el capital nominal había alcanzado los 600 millones de pesetas, triplicando el de principios de la década. La mayoría de estas emisiones se hicieron por encima de la par, pero siempre muy por debajo de la cotización efectiva de las acciones. El incremento del ritmo inversor, sin embargo, pronto obligó a recurrir de nuevo a las obligaciones. La primera emisión de esta nueva etapa se produjo en 1949 y vino seguida de dos más en octubre de 1950 (denominada de 'filiales') y mayo de 1951. Cada una de ellas tuvo un monto de 500 millones de pesetas nominales y la primera y la última tenían carácter de convertibles en acciones.

En 1952 se llevó a cabo la mayor operación de absorción que realizaría la compañía en esta etapa. Consistió en el intercambio de acciones de Hidrola por las de Electra Madrid, Luz y Fuerza de Levante (LUTE) y Riegos de Levante. La compañía madrileña era ya una filial de Hidroeléctrica Española, en la que participaban algunos de los socios de referencia de la matriz. La operación, por lo tanto, era más bien una reordenación accionarial dentro del grupo. Luz y Fuerza de Levante, en cambio, debía su origen a un proyecto de aprovechamiento hidráulico integral del Turia lanzado en los años veinte por la multinacional belga Electrobél. Aunque el proyecto inicial nunca consiguió realizarse por faltar la colaboración prometida por parte del sector público, el hecho es que LUTE se convirtió en una empresa relevante en el suministro de electricidad en la zona levantina, un área especialmente sensible para Hidrola. En los años cincuenta la compañía estaba dirigida desde Barcelona por empresarios ligados a intereses internacionales. La decisión de Electrobél de aceptar el canje propuesto: dos acciones de Hidrola por cinco de LUTE, convirtió a la compañía belga en un destacado accionista de la empresa española hasta los años ochenta.

La política seguida por Hidrola en estos años consistía en incorporar a su cartera las acciones de las empresas que adquiría. Es por ello que registrábamos un significativo incremento de la cartera de valores en el activo de la empresa. En los primeros

años sesenta la compañía decidió integrar plenamente sus filiales procediendo a su absorción. Este proceso se realizó en diversas fases entre 1960 y 1968. En el primero de esos años fueron absorbidas diecisiete empresas, entre ellas LUTE y las sociedades de su grupo. En el último, se incorporó la otra gran filial todavía no absorbida, la Compañía Electra Madrid.

La compra de LUTE, en 1952, abrió una nueva fase en la política financiera de Hidrola. En los años siguientes la emisión de obligaciones se convirtió en el recurso principal para mantener el elevado nivel de inversión que señalábamos más arriba como característico de este período. Recordemos que se trata de la fase culminante de construcción de las grandes centrales sobre el Tajo. Entre mayo de 1953 y junio de 1968 se realizaron veintiocho emisiones de obligaciones por un importe nominal total de 22.250 millones de pesetas. El tipo de interés establecido se situó entre el 5 y el 7%. Las características de los valores emitidos fueron cambiando con el tiempo. En una primera fase, entre 1953 y 1958, las obligaciones no eran convertibles y se amortizaban progresivamente por un espacio de cincuenta años. En los diez años siguientes, de 1958 a 1968, la mayoría de emisiones fueron convertibles. Aunque las condiciones variaban en cada caso, las estipulaciones típicas establecían la posibilidad de una conversión voluntaria en acciones a los cuatro años de la emisión, siendo valoradas las acciones algunos puntos por debajo de su cotización oficial. A menudo se establecían también premios para las obligaciones no convertidas. Un primer análisis indica que se convirtieron en torno a la mitad de las obligaciones emitidas, aunque como es natural esta proporción varió en función de las condiciones de cada emisión y de las fluctuaciones en el valor bursátil de las acciones. Llegados a este punto es preciso recordar el importante grado de intervención pública en el que actuaba el sistema financiero español. Una Junta de Inversiones del Ministerio de Hacienda establecía los valores que eran susceptibles de formar parte de las reservas obligatorias de sociedades aseguradoras, montepíos, mutualidades y cajas de ahorros. En este marco y dado el intensísimo crecimiento del ahorro en estos años, las empresas eléctricas tuvieron un acceso privilegiado a canales de financiación especialmente favorables.

La preferencia por las obligaciones no impidió que Hidroeléctrica Española siguiera haciendo ampliaciones de capital de suscripción directa. En los años transcurridos entre 1953 y 1968 se hicieron quince emisiones de estas características por un importe nominal de 8.800 millones. Las emisiones se realizaron en su mayor parte a la par o ligeramente por encima de ella, proporcionando un amplio valor a los derechos de suscripción.

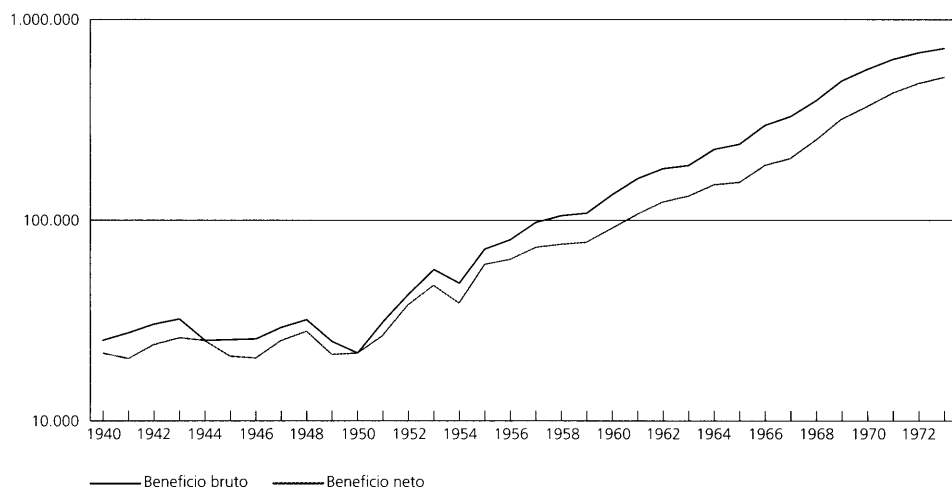
A partir de los últimos años 1960, como ya indicamos, el esfuerzo inversor disminuyó y también fue variando la proporción relativa de los orígenes de los recursos. Las ampliaciones de capital de nueva suscripción tendieron a ganar terreno a la emisión de

obligaciones. Entre 1969 y 1973 se realizaron cinco emisiones de obligaciones por un importe total de 12.500 millones mientras que las ampliaciones de capital con suscripción efectiva alcanzaron los 14.600 millones. Entre las razones de este cambio de política debemos destacar el alza muy notable que habían experimentado en España los tipos de interés. Si la emisión de obligaciones de 1968 se había colocado al 6,3%, la de 1970 exigió el 7% y la de 1971 el 8,8%. Esto, como veremos, tuvo serios efectos sobre los costes financieros de la empresa.

En conjunto, y como indicábamos más arriba, la expansión productiva de Hidroeléctrica Española en los momentos de su máximo auge se financió sobre la base de la emisión de obligaciones, un recurso que tuvo una importancia menor en los momentos en los que el esfuerzo inversor fue menos intenso. Parece razonable deducir que los responsables financieros de la empresa pensaron que la capacidad inversora de sus accionistas tenía un límite y que estimaron que en los momentos de máximo crecimiento resultaba más plausible y provechoso acudir directamente al mercado de capitales mediante la colocación de obligaciones. Como veremos más adelante, esta opción tuvo efectos favorables sobre la rentabilidad del capital propio.

Antes de pasar al análisis de los resultados, sin embargo, es preciso que nos detengamos en la política seguida en cuanto al reparto de acciones sin cargo a los accionistas de la empresa. Como ya hemos indicado, la compañía no optó por la retención de beneficios como forma de financiarse. Se dio prioridad a la remuneración directa del accionista. En esta misma línea, cuando se ofreció la oportunidad se prefirió transferir beneficios a los propietarios a través del traspaso de reservas a capital. Estas operaciones fueron consecuencia del proceso de regularización de balances que se inició en 1965. En una secuencia de diversos años, los activos de la empresa fueron revalorizados por un montante total cercano a los 12.000 millones de pesetas. Estos incrementos de valor se integraban como reserva especial. A partir de 1967 la empresa —una vez obtenidas las pertinentes autorizaciones— decidió repartir estas reservas entre sus accionistas en forma de acciones gratuitas. Desde un punto de vista contable, estas operaciones no alteraban la estructura del balance, puesto que una partida de recursos propios —las reservas— disminuía en beneficio de otra partida del mismo apartado —el capital—. Sin embargo, para los accionistas esto representaba un notable beneficio adicional. En un mercado financiero ideal, estas emisiones gratuitas hubieran ido acompañadas de una caída en la cotización de las acciones, puesto que el valor real de la empresa no variaba. Sin embargo, en el estrecho e intervenido mercado financiero español de la época este ajuste nunca era completo. La pérdida de valor de las viejas acciones solía ser inferior al valor efectivo de las nuevas acciones recibidas sin cargo. La empresa conseguía así una tercera vía de remuneración a sus accionistas que se añadía a los dividendos ordinarios y a los derechos de suscripción.

GRÁFICO 2 Beneficios (pesetas de 1940)



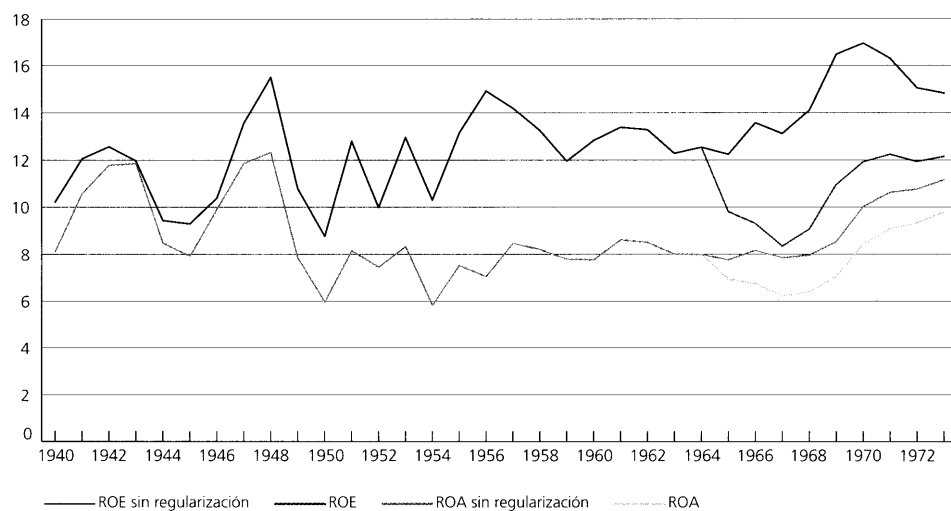
Fuente: *Memorias de Hidroeléctrica Española (1940-1973)*.

2.2 BENEFICIOS Y RENTABILIDAD

La actividad económica desarrollada por Hidroeléctrica Española durante los treinta y tres años que integran nuestro período obtuvo siempre resultados positivos. La evolución de estos resultados, sin embargo, presenta algunas características que vale la pena resaltar. En el gráfico 2 se observa la evolución en términos reales de los beneficios brutos (antes de amortizaciones) y netos de la sociedad. Como puede observarse se distinguen dos fases diferentes. Hasta 1950 se observa una situación de estancamiento con serias irregularidades incluyendo algunos años de descenso de los beneficios respecto al ejercicio anterior. A partir de ese 1950 la trayectoria se convierte en claramente positiva y se hace más regular, aunque todavía se registra un retroceso en 1954.

Los descensos en los beneficios registrados corresponden en todos los casos a situaciones de excepcionalidad hidráulica. 1944 y 1949 son conocidos como los peores años para la producción hidroeléctrica peninsular y aquellos en los que las restricciones fueron más amplias e intensas⁴³. La producción eléctrica de Hidrola y la energía suministrada descendieron en ambos casos de forma muy significativa respecto al año anterior, en torno al 20%. La sequía de 1954 fue menos angustiosa en general, pero afectó severamente a Hidroeléctrica Española. La producción hidráulica del grupo descendió un 20% respecto

GRÁFICO 3 Rentabilidad (%)



Fuente: *Memorias de Hidroeléctrica Española (1940-1973)*.

al año anterior, que ya había sido malo. La empresa se vio obligada a la compra masiva de fluido a otras compañías, con lo que, aunque consiguió atenuar el efecto de la escasez sobre sus clientes, tuvo que afrontar costes extraordinarios de explotación con la consiguiente reducción de los beneficios.

Un análisis más ajustado de los resultados económicos de la empresa exige, sin embargo, que comparemos las cifras de beneficio con las correspondientes a los recursos que la sociedad tuvo a su disposición. El gráfico 3 recoge la evolución de dos relaciones que suelen utilizarse para el análisis de los resultados empresariales. ROA es el porcentaje que representa el margen de explotación sobre los activos totales de la empresa. ROE es la relación entre el beneficio bruto y los recursos propios de la entidad. De alguna forma, la primera relación recoge la eficiencia productiva de la empresa mientras la segunda refleja la rentabilidad que obtiene el capital en ella invertido.

Como podemos observar, la evolución resulta irregular, pero en el caso del ROA parecen distinguirse tres etapas. La primera, con rendimientos del activo situados alrededor del 10%, cubre la década de 1940. Los veinte años posteriores, hasta finales de los años 1960, se caracterizan por un rendimiento menor, que tiende a estabilizarse en torno al 8%. Finalmente, los últimos años del período vuelven a ser de progresiva recuperación de los niveles

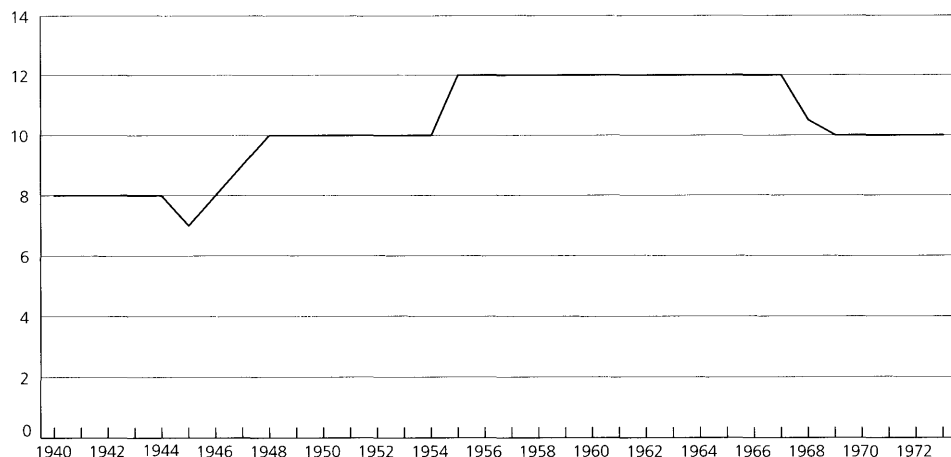
iniciales. La interpretación de estos datos no resulta simple. En primer lugar parece claro que los años de la inmediata posguerra, pese a la congelación de tarifas y a las dificultades en el suministro, no fueron financieramente malos. Es posible que las cifras reflejen el efecto de conseguir el máximo nivel de aprovechamiento de las centrales existentes.

Los años de la gran expansión, entre 1950 y 1969, señalan unos rendimientos inferiores. Debemos tener en cuenta, en este caso, la peculiaridad del negocio hidroeléctrico. La larga duración que tenía la construcción de grandes centrales significaba que durante un cierto número de años las inversiones iban acumulándose sin que se obtuviera todavía de ellas el debido rendimiento. No debe sorprendernos, pues, que una época de rápido aumento de la capacidad instalada fuera también una época de rendimientos brutos menores. A este fenómeno cabe añadir el efecto de la lentitud con la que el Estado actualizó las tarifas. Como se estudia en otro lugar de este libro, la implantación de las Tarifas Tope Unificadas en 1951-1953 no significó ni una recuperación del precio anterior de la electricidad en términos reales ni una garantía de su actualización posterior. Si estos dos factores ayudaran a entender la disminución del rendimiento del activo, un tercero apuntaría a que estas cifras están todavía sobrevaluadas. El hecho de que, hasta 1965, la valoración del activo reflejara el coste de las inversiones en el momento de realizarse la mantenía por debajo de su valor efectivo a precios corrientes. Esto fue lo que justificó el proceso de regularización autorizado por el Gobierno e iniciado en dicho año. La disminución del ROA que muestra el gráfico refleja el efecto de ese ajuste del valor del activo a la evolución de los precios. Es posible, pues, que en los años anteriores el ROA efectivo estuviera más cerca del 6,5 o del 7% que del 8% que nos indican las cifras.

La recuperación de los rendimientos en los primeros años 1970 puede atribuirse a la reversión de algunos de estos factores. El ritmo de inversión, como hemos visto, disminuyó de forma significativa, y el Gobierno, tras un largo retraso, admitió en 1970 una elevación de las tarifas que vino a compensar, al menos parcialmente, el alza general de los precios.

Si atendemos ahora al rendimiento de los recursos propios (ROE) observaremos algunas diferencias significativas. La primera cuestión que se nos presenta es el incremento de la distancia respecto al ROA que se registra a partir de los años cincuenta. Mientras el rendimiento bruto del activo tendía a disminuir, el de los recursos propios se mantenía con una cierta tendencia al aumento. La razón puede deducirse de la propia composición de cada estadístico. Parece claro que la opción por una financiación sobre la base de la emisión de obligaciones permitió compensar mediante unos costes financieros reducidos la caída de los rendimientos físicos. En otras palabras, los recursos obtenidos mediante las obligaciones costaban a la empresa en intereses menos de lo que rendían una vez invertidos, agregándose la diferencia al rendimiento de los recursos propios. No debe extrañarnos, pues, que

GRÁFICO 4 Dividendos (% sobre nominal)



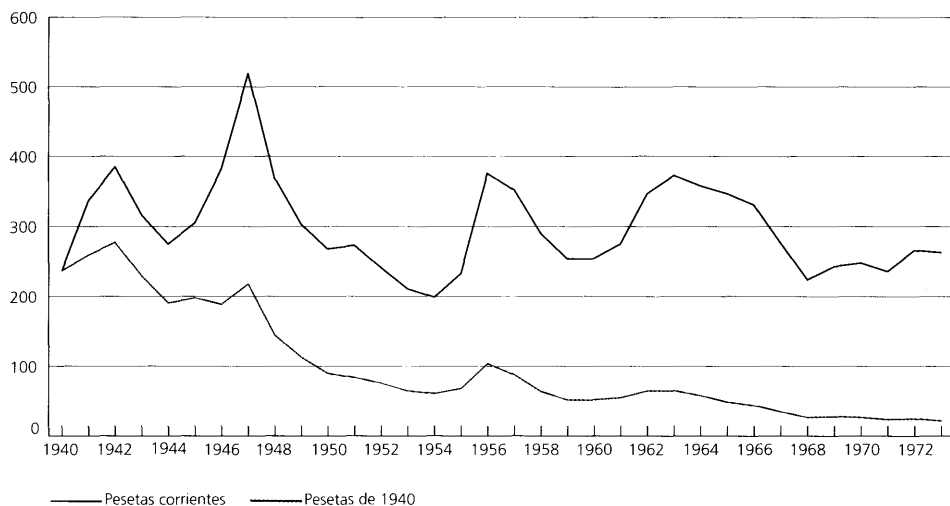
Fuente: *Memorias de Hidroeléctrica Española (1940-1973)*.

cuando los intereses subieron, en los primeros años setenta, el ROE experimentara una disminución en pleno contraste con lo que hemos observado para los rendimientos brutos del total de activos. Recordemos que en esos años, los intereses de las obligaciones —hasta entonces situados entre el 5 y el 6,5%— pasaron a situarse entre el 7,5 y el 8,8%.

Desde el punto de vista del accionista, como es natural, lo que resulta relevante no es tanto el rendimiento interno de los recursos propios como el dividendo efectivamente entregado por la empresa. El gráfico 4 muestra la evolución de los dividendos pagados a los accionistas de Hidroeléctrica Española a lo largo de estos años. Como puede observarse, se produjo una clara tendencia al incremento desde el 8% inicial hasta el 12% alcanzado en 1955. La reducción que se produjo a partir de 1968 hay que relacionarla con el ya citado proceso de regularización contable. Al incrementarse el capital nominal de la compañía como consecuencia de la entrega gratuita de acciones, forzosamente debía reducirse su remuneración, puesto que ni el volumen de activos reales ni su rendimiento se veían afectados por la operación.

Esta misma operación tenía que verse reflejada en la cotización de las acciones. Efectivamente, y tal como observamos en el gráfico 5, las acciones de Hidroeléctrica Española vieron reducirse su valor de mercado a partir del año 1967, aunque no de forma drástica. En términos nominales, y pese a las importantes fluctuaciones, el valor de las acciones de la compañía se mantuvo en torno al 300% durante la mayor parte del período

GRÁFICO 5 Cotización de las acciones (% s/nominal)



Fuente: *Memorias de Hidroeléctrica Española (1940-1973)*.

estudiado. Como es natural, si deflactamos estas cotizaciones con el índice de precios nos encontramos con una tendencia claramente a la baja del valor real de las acciones de la compañía. El descenso resulta muy notable. Hacia 1973 las acciones de la empresa no alcanzaban a cotizarse, en términos reales, ni en el 10% de su valor de 1940.

Esta caída en el valor real de las acciones podría hacernos pensar en un claro perjuicio para el accionista, pero eso no es forzosamente cierto. El accionista de Hidroeléctrica Española, como los de otras grandes empresas cotizadas en bolsa, tenía tres vías de remuneración. Primeramente, el dividendo ordinario, que en el caso de Hidrola se situaba en línea con los pagados por otras empresas de parecidas características. En segundo lugar, percibían los beneficios que proporcionaban los derechos de suscripción de nuevas acciones. Al emitirse estas a la par o en todo caso muy por debajo de su cotización en el mercado, el derecho preferente a su suscripción de que disponían aquellos que ya eran accionistas adquiría, lógicamente, el valor de la diferencia entre el desembolso exigido y el precio de la acción en bolsa. Finalmente, el accionista se beneficiaba de las ya citadas emisiones de acciones a cargo de reservas. En este caso el ingreso para el accionista era igual a la cotización que tuvieran en bolsa en aquel momento las acciones de la compañía.

El cálculo del beneficio efectivo que obtenían los accionistas, deduciendo de él los efectos de la baja en el valor real de las acciones, es dificultoso. En todo caso es seguro

que el rendimiento neto de la inversión para el accionista se situaba claramente por encima del 10%. Si bien no se trata de una cifra espectacular, sí podía considerarse muy satisfactoria en un período de fuerte aumento de los precios durante la mayor parte del cual el tipo de interés pagado por los bancos se situó por debajo de la tasa de inflación. Las empresas eléctricas eran un buen negocio para el accionista y ello explica la notable fidelidad con que contaron estas empresas en los mercados financieros y la facilidad con la que invariablemente podían colocar sus emisiones de capital y de obligaciones convertibles.

Notas

- 1 A los pocos meses de comenzar la guerra, César de la Mora se había hecho cargo de la sociedad con carácter interino tras el asesinato de Fernando M.^o de Ybarra. José Luis de Oriol se convirtió en el único presidente de Hidroeléctrica Española que ocupó el sillón en dos ocasiones. Muriel Hernández (2002), pp. 55-57.
- 2 Las vacantes de los dos consejeros salientes fueron cubiertas por sus hijos (Lucas M.^o Oriol y Urquijo y José M.^o Basterra y Basualdo). HE, *Actas* (26-3-1941).
- 3 Muriel Hernández (2002), pp. 111-117.
- 4 Sustituyeron respectivamente a José de Velasco, Marqués de Unzá del Valle, y a Venancio Echevarría. Mientras que el primero de ellos había sido socio fundador de la sociedad, interviniendo en la constitución de Hidroeléctrica Ibérica y Unión Eléctrica de Cartagena, el segundo, en cambio, había participado en la firma del convenio con Ibérica y Saltos del Duero. HE, *Actas* del CAD (27-1; 24-2-1943).
- 5 En el ejercicio de 1941, esas acciones debían devenegar un interés fijo del 5% participando en la distribución de dividendos a partir de 1942. JG (27-4-1940).
- 6 En el momento de acceder José M.^o de Oriol a la presidencia, el capital social de Hidroeléctrica Española ascendía a 206,5 millones de pesetas representados por 408.000 acciones con un nominal de 500 pesetas y otras 100.000 acciones de serie especial con un nominal de 25 pesetas.
- 7 A juicio de los técnicos de Hidrola, las averías sufridas por Millares respondieron a una inadecuada instalación por lo que la compañía evacuó una queja ante General Electric España. Hidrola, *Actas* del CAD (29-7; 29-11-1940).
- 8 Hidrola, *Actas* del CAD (28-3-1940).
- 9 Desde febrero de 1940, Saltos del Duero suministró 110.000 kWh diarios a Madrid. *Ibidem* (31-1; 23-2-1940; 26-2-1941).
- 10 En la Navidad de 1942, se firmó un convenio con la empresa constructora Agromán. En la primavera de 1943, el secretario técnico del Ministerio de Industria garantizó un suministro adecuado de materiales de construcción en vista del doble interés del pantano de Alarcón para usos agrícolas e industriales. En el otoño de ese año, se sustituyó el primitivo proyecto de presa de contrafuerte por el de vertedero con objeto de simplificar los trabajos. HE, *Actas* CAD (24-6; 29-7; 12-8; 15-9; 28-10; 25-11; 23-12-1942; 26-5; 30-6; 28-9-1943).
- 11 *Ibidem* (27-1; 28-4-1943).
- 12 *Ibidem* (26-1; 29-3-1944).
- 13 *Ibidem* (26-6; 24-8; 29-11-1940).
- 14 *Ibidem* (24-6-1942).
- 15 Gómez Mendoza (2004; 2006); García de Enterría (1999).
- 16 HE, *Actas* (30-11-1949).
- 17 Gómez Mendoza (en prensa), vol. 1.
- 18 Precio de 26,4 céntimos por kWh con un coeficiente de 0,6 a 1,15 según se tratase de energía servida entre las 22 horas y las 8 AM o en las restantes horas del día. HE, *Actas* (27-2-1946).
- 19 *Ibidem* (29-5-1947).
- 20 *Ibidem* (30-6-1948; 27-4-1949; 27-9-1950). También Gómez Mendoza (2006), vol. 2.
- 21 *Ibidem* (26-7-1950).
- 22 Sin embargo, la designación de consejeros comunes no se llevó a efecto para evitar una intervención de las autoridades. *Ibidem* (28-2; 31-10; 28-11-1945).

- 23 *Ibidem* (28-2-1945).
- 24 *Ibidem* (26-2; 26-3; 25-6-1947).
- 25 *Ibidem* (30-1-1952).
- 26 El canje de acciones de LUTE y Riegos por acciones de Hidrola quedó fijado en 10:4. *Ibidem* (27-2; 26-3; 23-4; 31-5; 30-7-1952).
- 27 *Ibidem* (25-11-1953 y 29-10-1958).
- 28 *Ibidem* (26-11-1952; 27-6; 26-10; 30-11-1955; 29-2-1956).
- 29 10% a la firma del contrato y el resto en 9 años en pagos semestrales con un interés del 4,5% sobre los descubiertos a partir del 5º plazo. *Ibidem* (23-6-1954).
- 30 Véase al respecto Gómez Mendoza (2006).
- 31 Gómez Mendoza (2006).
- 32 *Ibidem* (26-7-1961) y Gómez Mendoza (2006).
- 33 El lector encontrará un análisis pormenorizado de los acontecimientos del verano de 1963 en Gómez Mendoza (2006).
- 34 Hidrola, *Actas* (26-6-1963).
- 35 *Ibidem* (25-10; 29-11-1961).
- 36 *Ibidem* (28-3; 31-10-1962; 27-2-1963; 29-7-1964).
- 37 *Ibidem* (30-3; 28-9-1960; 26-4-1961; 26-7; 29-8; 27-9-1962).
- 38 *Ibidem* (28-10-1964; 24-11; 22-12-1965; 25-10-1967; 28-12-1968).
- 39 Desde 1963, Gibbs & Hill España estaba co-participada por Hidrola, Compañía Electra de Langreo y Banesto siendo su aportación conjunta de un 50%. *Ibidem* (18-12-1963).
- 40 Con un interés del 7%, la porción correspondiente a combustible se amortizaría en 10 semianualidades; el resto en 20 semianualidades.
- 41 *Ibidem* (28-8-1963; 24-11-1965).
- 42 *Ibidem* (27-6; 26-9-1973).
- 43 Véase, por ejemplo, Sudrià (1990).

Bibliografía

- García de Enterría, E. (1994), «El régimen jurídico de la electricidad durante el siglo de vida de la Compañía Sevillana de Electricidad», en J. Alcaide *et al.* (eds.), *Compañía Sevillana de Electricidad. Cien años de historia*, Fundación Sevillana de Electricidad, Sevilla, pp. 99-125.
- Gómez Mendoza, A. (2004), «El Estado, el INI y UNESA: un *ménage à trois* imposible (1944-45)», en J. Pérez Fernández, C. Sebastián y P. Tedde de Lorca (eds.), *Estudios en homenaje a Luis A. Rojo. Vol II: Economía y cambio económico*, Madrid, pp. 205-222.
- Gómez Mendoza, A. (2006), *Electra y el Estado. II. Las empresas eléctricas públicas en el Franquismo*. Comisión Nacional de Energía, Madrid, vol. 2.
- Muriel Hernández, M. (2002), *Cien años de historia de Iberdrola. Los hombres*, Iberdrola, Madrid.
- Sudrià, C. (1990), «La industria eléctrica y el desarrollo económico de España» en J. L. García Delgado (dir.), *Electricidad y desarrollo económico. Perspectiva histórica de un siglo*. Hidroeléctrica del Cantábrico, Oviedo, pp. 169-174.

IV

CRISIS ENERGÉTICA
Y ECONÓMICA Y ADAPTACIÓN
EMPRESARIAL, 1973-1991



EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL, DE LA CRISIS AL AJUSTE

Juan Carlos Jiménez

PROFESOR TITULAR DE ECONOMÍA APLICADA
UNIVERSIDAD DE ALCALÁ

INTRODUCCIÓN

Las casi dos décadas que separan el estallido de la crisis del petróleo de 1973 del inicio del decenio de 1990 —cesura temporal impuesta por la cronología del presente estudio— supusieron una transformación radical de la estructura productiva española y de sus coordenadas de actuación, dependientes de los grandes cambios vividos en el entorno internacional y, en particular, de la adhesión, en estos mismos años, a la entonces aún *sólo* Comunidad Económica Europea. Con acentos propios, el sector energético español, y el eléctrico, objeto de la atención de estas páginas, debieron adaptarse igualmente a un entorno muy distinto del que rigió durante las décadas previas. Hacia 1973, la economía española apuraba los impulsos del excepcional crecimiento facilitado durante casi tres lustros por una economía mundial en expansión, aunque las prisas, y un dirigismo estatal no sujeto a los mínimos controles democráticos, hubieran levantado un edificio, en lo económico, más aparente que sólido, por no hablar de la transición política que debió abordarse a partir de entonces y que iba a condicionar durante cerca de una década la adopción de inaplazables decisiones económicas. Dos décadas después, en 1991, por más que en vísperas de las «tormentas monetarias» que habrían de desembocar en una

nueva pero ahora más pasajera crisis, la economía española había ganado en madurez y enfilaba, ya dentro de la Europa unida, una senda de convergencia y de mayor estabilidad macroeconómica de insospechado alcance, en forma de moneda única, al concluir década y siglo.

Años, en efecto, cruciales: porque a la crisis de los setenta le sucedió el ajuste de la primera mitad de los ochenta y, a éste, la muy notable recuperación de la segunda mitad de la década, coincidente con la plena incorporación de España al proyecto de construcción europea y el encaje progresivo de su estructura productiva, también en el ámbito de la energía —con un Mercado Único en ciernes—, con las directrices comunitarias. Entre tanto, el propio sector energético —y, dentro de él, el eléctrico— debieron acomodarse a un nuevo escenario de demanda y de oferta y a unas líneas de política que tardaron en contribuir al necesario ajuste. Con esta perspectiva, y dentro del decurso temporal propuesto —el separado por dos guerras de implicaciones petroleras, la del Yom Kipur en 1973 y la del Golfo en 1991—, las páginas que siguen se proponen situar las claves de la evolución del sector eléctrico en estos años dentro de las del conjunto del sector energético, y éstas, a su vez, en las de una economía vitalmente dependiente de los *inputs* —en buena medida del exterior— que aquél le provee.

Así, en el epígrafe que sigue a éste se plantea una descripción muy sumaria del entorno económico del período, a partir de la situación de partida al inicio del decenio de 1970, entresacándose luego los rasgos más destacados de la evolución de la economía española en los años subsiguientes, en particular los más explicativos de la trayectoria de las variables energéticas. A esta trayectoria, tanto global como de cada uno de los subsectores energéticos españoles, siempre de un modo comparativo con la Unión Europea, se dedica el epígrafe siguiente. A continuación, en el epígrafe 3, la atención se centra en la evolución del consumo eléctrico —que, en una «isla eléctrica» como España, es tanto como decir de la producción del sector—, preludeo del análisis de los condicionantes de esa evolución desde el punto de vista de las políticas públicas y de la conformación empresarial del mercado. En efecto, dentro del sector eléctrico, los aspectos relativos a la estructura empresarial, la regulación pública y la eficiencia económica se conjugan muy estrechamente, y el período aquí considerado ofrece una buena muestra de esa interdependencia. Son años, éstos, de graves dificultades financieras por parte de las empresas, acompañadas, y no por casualidad, de un mayor intervencionismo y del replanteamiento de las bases regulatorias del sector; también, de cambios muy significativos en su estructura empresarial, anticipo de los que sucederán ya en la década final del siglo, al calor de las privatizaciones y de la recomposición de los grandes grupos de poder económico en España. Pues bien, al análisis, desde esta perspectiva integradora, de la evolución que experimenta el sector eléctrico español entre 1973 y 1991, se dedica el epígrafe cuarto. Por último, unas breves líneas conclusivas cierran esta contribución.

1 ENTRE DOS CRISIS: UN CICLO COMPLETO DE LA ECONOMÍA ESPAÑOLA

La crisis —primero petrolera, pero pronto económica y sistémica— desatada en todo el mundo occidental a partir de 1973 produjo un gran impacto, grave y duradero, sobre todos los sectores de la estructura productiva española y sobre la propia evolución del nivel de vida de los españoles, reflejado dramáticamente en la pérdida de dos millones de empleos en apenas una década. La multiplicación de los precios del petróleo, primero por cuatro, en 1973-1974, y luego por tres, en 1979-1980, pasándose de 3 a 41 dólares por barril entre octubre de 1973 y febrero de 1981, provocó un fuerte *shock* de oferta sobre toda la economía española, por más que los dirigentes de la época trataran inicialmente de diferir sus efectos con ayuda de las reservas de divisas acumuladas en los años previos (política *compensatoria* que pronto hubo de tornarse en simplemente *permisiva*). Pero no se trataba de una crisis pasajera, ni las incertidumbres, muy pronto, del comienzo de la transición política iban a ayudar en su salida.

El petróleo barato, la afluencia de capitales foráneos, la demanda exterior de productos españoles y la «válvula de escape» de la emigración al extranjero habían sido, desde 1960, los cuatro pilares quizá más fundamentales del excepcional «milagro» económico español¹. Pues bien, de un modo casi tan fulgurante como el conflicto que sirvió de espita para la crisis —la guerra del Yom Kippur—, se desmoronaron estos pilares mágicos: a la reducción de las exportaciones, y la ampliación del déficit comercial, multiplicado, además, por la factura petrolera, se unió el recorte inmediato de las inversiones exteriores, la caída de los ingresos por turismo y el freno, seguido de un acelerado retorno, de la migración hacia Europa, con la consiguiente evaporación de las remesas de emigrantes. Todo ello produjo un gran desequilibrio exterior, acorde con la dependencia española del petróleo, y las lógicas tensiones inflacionistas sobre una economía que se resistía a aceptar el recorte de renta real que el nuevo escenario planteaba.

La crisis económica —no es éste el lugar para explayarse en ello— fue, en España, más larga, aún descontando su inicial *decalaje* temporal, y, sobre todo, más profunda y perniciosa en sus efectos que en el resto de los países desarrollados. Nada menos que a la altura de 1982, podía leerse en el *Informe anual* del Banco de España cómo estábamos ante «una economía estancada, sostenida en su débil ritmo de crecimiento por el gasto público», y con un «deterioro persistente» de la inversión productiva; una economía, en fin, «que sólo parece tener pulso en proyectos de racionalización de la capacidad existente para reducir costes de producción y disminuir plantillas [...], sometida a fuertes desequilibrios, que se expresan en términos de los precios, del empleo, de la balanza de pagos y del déficit público». En unos años muy difíciles, todos los de la segunda

mitad del decenio de 1970 y comienzos del siguiente —también en lo *interno*, no se olvide: son los de la transición política y el asentamiento de un marco institucional asae-teado por tensiones involucionistas y la violencia terrorista—, la economía no contó, al menos de un modo suficientemente continuado, con la dirección precisa para afrontar una crisis de tan gran complejidad como aquella. Si bien no puede dejar de reconocerse la trascendencia que tuvieron los Acuerdos de la Moncloa, auspiciados en 1977 desde la vicepresidencia económica de Fuentes Quintana, para recomponer una deriva que amenazaba no ya todas las variables de equilibrio macroeconómico del sistema, sino, incluso, el proceso que habría de conducir a la aprobación de la Constitución de 1978.

La crisis de los setenta dejó, entre otros, un saldo dramático en términos de divergencia económica con Europa: en diez años, los que van de 1975 a 1984, la renta per cápita de los españoles perdió ocho puntos respecto de los promedios continentales, retrocediendo, en esos mismos términos relativos, a los niveles de 1967. Pero la energía, detonante de la crisis internacional, iba a ser, en la segunda mitad de los ochenta, factor esencial de la recuperación. También en España. Aquí, coincidiendo con el revulsivo de la adhesión europea, confluyeron otros varios y poderosos estimulantes del crecimiento. Primero, la bonanza internacional, positivo factor de demanda, complementado, del lado de la oferta, con la moderación de los precios del petróleo y de otras materias primas, cuyo descenso en términos reales propició una mejora de la relación real de intercambio de la economía española; segundo, en paralelo a la estabilidad política, una mejora perceptible del clima económico y empresarial, tras el saneamiento impuesto por la crisis; y, en tercer lugar, sin pretender con ello ninguna enumeración exhaustiva, la afluencia masiva de capitales internacionales, que vinieron a complementar en estos años el siempre insuficiente ahorro nacional. El intenso crecimiento económico de la segunda mitad del decenio de 1980 no estuvo, en todo caso, exento de algunas sombras, entre las que destaca un creciente cuadro de desequilibrios macroeconómicos, internos y externos, que obligaron a la política monetaria, sin el auxilio de la presupuestaria, a tomar diversas medidas de signo restrictivo; con el efecto de unos muy altos tipos de interés que encarecieron en estos años enormemente la financiación empresarial, elevando el coste de la deuda y comprimiendo la rentabilidad de los capitales propios. Con todo, no deja de ser significativo que, a la altura de 1991, cuando debe cerrarse esta perspectiva temporal, España hubiera recuperado los niveles de convergencia europea, en términos de renta per cápita, perdidos a raíz de la crisis: aproximadamente, el 80% de la renta media comunitaria.

Parece claro, a tenor de lo recién expuesto, que los años transcurridos desde el estallido de la crisis, en torno de 1973-1975, y el inicio mismo del decenio de 1990 —agotada la fase expansiva de la segunda mitad de los ochenta, y en vísperas de una nueva y aguda recesión— encierran un ciclo económico completo de la economía española.

Repárese, sin embargo, en que la cronología económica del período no se ajusta a la de la evolución del sector eléctrico. Y, así, en los peores años de la crisis, esto es, a caballo entre los decenios de 1970 y 1980, cuando las tasas de inversión de la economía española se tornaron durante varios ejercicios negativas y la actividad económica apenas mantenía un mínimo pulso, el sector eléctrico emprendía un programa de inversiones de extraordinaria magnitud; tanto, que difícilmente podía ser secundado por una demanda, la de electricidad, que, pese a todo, seguía creciendo en España muy por encima del producto, como revelan los *ratios* de intensidad eléctrica del período². Y cuando, sobre todo a partir de 1984, la economía española enfila una senda de recuperación que va a enlazar con el ciclo abiertamente expansivo que abarca toda la segunda mitad de la década³, las empresas eléctricas debieron afrontar una crisis financiera sin precedentes, cuya superación exigió, además, dosis crecientes de intervencionismo estatal, en contraste con los aires liberalizadores que comenzaban a soplar por entonces, aunque tímidos, para otros muchos sectores.

Cabe resumir ahora las condiciones de las que partió nuestro sector energético para afrontar el *tiempo de mudanzas* que vino a significar todo este largo período. Mediado el «decenio crítico» de 1970, el sector energético español, secularmente protegido y sobre el que, además, se había ido levantando en las décadas previas un profuso entramado regulador y de intervención estatal directa, sufría evidentes problemas de eficiencia, hasta entonces disfrazados por las altas tasas de crecimiento económico y la baratura de su *input* fundamental y casi abrumador, el petróleo. Estaba, por un lado, la producción carboneira, nacionalizada en gran parte, la de Hunosa, y casi del todo subvencionada. Por otro, la industria del refino, con importante presencia de empresas públicas y sujeta a una regulación estricta que alentaba, sin atención a los costes, unos excesos de capacidad cada vez más difíciles de sostener. En cuanto a la comercialización de los productos petrolíferos, se hallaba aún monopolizada sin fisuras, a través de Campsa, y con precios administrados por el Gobierno. El sector gasista, eficiente alternativa en otros países, no existía apenas en España, en particular en lo que a gas natural se refiere. Y, en fin, el sector eléctrico, tributario de las disfunciones de todos los demás —en tanto que la electricidad se obtenía por entonces con alta proporción de fuelóleo y de carbón—, y con una estructura empresarial acomodada a un virtual monopolio regional, se organizaba a partir de una regulación de precios administrada por el Gobierno y muy atenta a la incidencia de éstos sobre el IPC, pero muy alejada, en todo caso, de cualquier criterio eficiente de costes marginales.

Puede decirse, en efecto, que el sector eléctrico español partía, en 1973, de una situación tan peculiar como insostenible ante los efectos de una crisis que pronto dejó de denominarse «del petróleo» o «energética», para pasar a ser considerada «económica», y de una gravedad y extensión sin precedentes desde cuatro décadas atrás:

- Por un lado, las empresas —compañías en general privadas, salvo Endesa, sólo productora, y sujetas, a través de una sociedad aglutinante de sus intereses, Unesa, a una suerte de *autorregulación*— se repartían el mercado por zonas geográficas, hasta constituir, cada una en su área, un monopolio regional o local verticalmente integrado.
- Y, por otro lado, el Estado intervenía a través de la fijación anual de unas tarifas tope unificadas, pero dejando que las propias empresas, para atender el consumo, coordinaran sus unidades de producción —lo que hacían a través del Repartidor Central de Cargas— y establecieran, mediante un Sistema Integrado de Facturación de Energía Eléctrica, y recaudadas por una oficina al efecto, Ofico, las necesarias compensaciones entre productores, dadas sus muy dispares condiciones de costes.

Pues bien, las casi dos décadas que separan 1973 de 1991 trajeron cambios muy notables en el sector eléctrico español, que hubo de acomodarse a un nuevo entorno energético y económico —de crisis, primero, y de ajuste y recuperación, después— y a un marco regulatorio que, sin alterar algunas de sus bases tradicionales, recibiría ahora la fuerte impronta del Estado. Y, por otro lado, la estructura empresarial del sector sufrió en estos años una profunda reestructuración, forzada, en buena parte, por una crisis financiera cuyo origen debe buscarse en esas nuevas circunstancias del entorno económico y de la política sectorial.

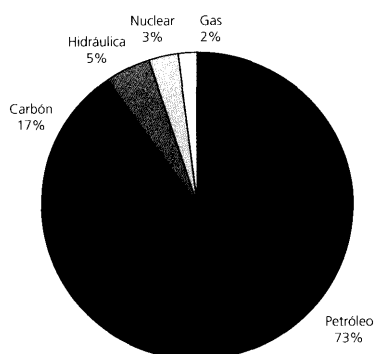
Habrà de verse previamente, no obstante, cómo el balance energético español evolucionó entre 1973 y 1991, a impulsos de los cambios en la demanda y en los precios relativos, pero también de las directrices, en ocasiones más cambiantes incluso que éstos, de la política y la planificación energética.

2 DEMANDA Y OFERTA: LA EVOLUCIÓN DEL BALANCE ENERGÉTICO ESPAÑOL

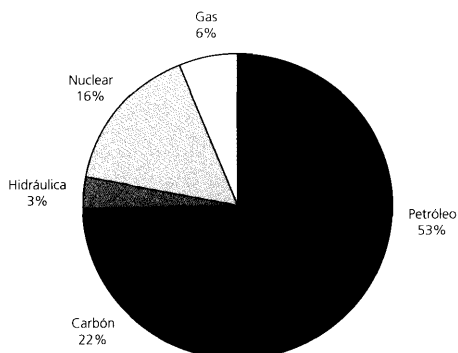
En 1973, cuando la crisis sorprende a la economía mundial, la estructura energética española, tras década y media de un acelerado crecimiento económico basado en el petróleo como combustible fundamental, se mostraba mucho más escorada hacia el consumo de crudos que cualquier otro país occidental: si en España, por entonces, el petróleo abastecía casi tres cuartas partes de las necesidades globales de energía primaria, en la Europa comunitaria ese porcentaje no excedía, como media, del 60% [gráfico 1], y en el conjunto de la OCDE, por extender la comparación al conjunto más amplio de economías

GRÁFICO 1 Estructura del consumo de energía primaria, España y Europa, 1973 y 1991

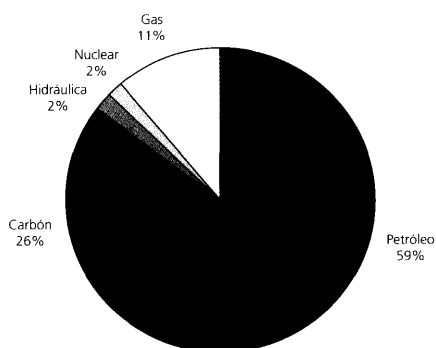
ESPAÑA (1973)



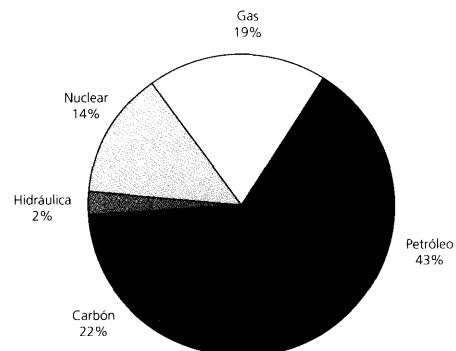
ESPAÑA (1991)



UE-12 (1973)



UE-12 (1991)



Fuente Elaborado con los datos de la Agencia Internacional de la Energía, *Energy balances of OECD countries*

industrializadas, no llegaba al 55%. Por el contrario, el carbón cubría en España una proporción algo menor del consumo que en Europa, en torno del 17%, y, sobre todo, el gas aquí suponía una fracción insignificante, apenas el 2%, frente al 11% comunitario. El perfil evolutivo posterior del consumo español de energía primaria estuvo marcado, hasta 1991 —y, en algunos aspectos, lo ha seguido estando hasta hoy—, por una mucho menor participación del petróleo: en concreto, veinte puntos porcentuales menos. Trayectoria que se concretó, sobre todo, entre 1976 y 1983, para mantenerse luego en porcentajes algo superiores al 50% de la energía bruta consumida. Pues bien, esos veinte puntos porcentuales fueron cubiertos, primero, por el carbón —que vivió por entonces una tan inesperada como efímera y artificial «edad dorada»—, que pasó, en los años 1976 a 1983,

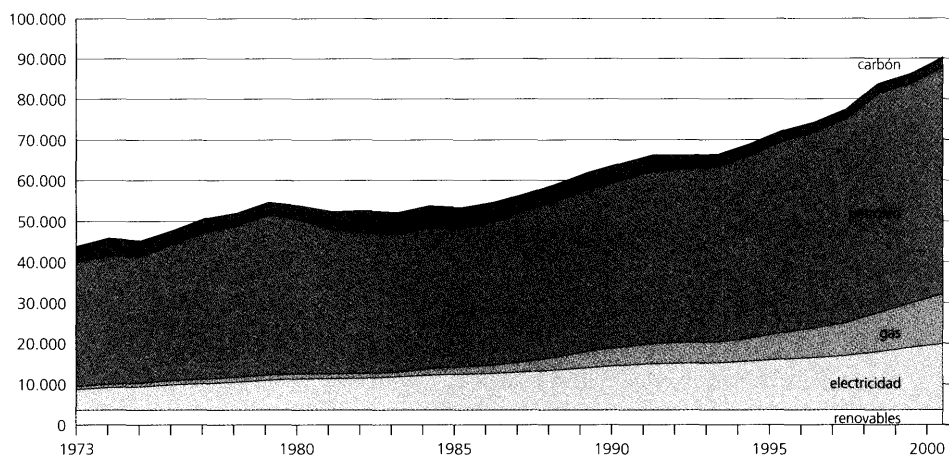
del 16 al 26%, para luego descender de nuevo en su participación dentro del balance energético español; y, en los años posteriores, tomó el relevo la energía nuclear, que entre 1983 y 1989 aumentó su peso del 4 al 17%, para estabilizarse en torno de ese porcentaje. En el decurso de 1973 a 1991, además, la energía hidráulica y el gas intercambiaron sus posiciones relativas, retrocediendo ligeramente la primera y aumentando la segunda hasta el 6%, lejos aún, en todo caso, de los promedios europeos.

El gráfico 1 revela igualmente un aspecto muy interesante de la evolución de la estructura de consumo de energía primaria en España en el período 1973-1991: que el camino de diversificación de las fuentes energéticas emprendido a lo largo de estos 18 años —es cierto que con retraso y, luego, hasta con cierta morosidad, pero finalmente emprendido—, condujo a una estructura de consumo, a grandes rasgos, parecida a la que ya tenía Europa en el momento inicial de la crisis (mientras este conjunto de países había seguido diversificando sus fuentes y reduciendo la dependencia petrolera, como se observa para 1991).

De esta estructura del consumo español de energía primaria, sobre todo al inicio de la crisis, se derivaba, además, otro rasgo que en aquellos años cobró una importancia casi obsesiva: la gran dependencia energética, que, debido a la extrema concentración de las fuentes de suministro, se tornaba igualmente en una extraordinaria vulnerabilidad⁴. En efecto, el grado de autoabastecimiento energético español apenas si representaba la cuarta parte de sus necesidades de consumo al comienzo del decenio de 1970; las políticas de diversificación de fuentes primarias y, mucho más tímidamente, las de ahorro energético, permitieron alcanzar porcentajes superiores al 35% en la segunda mitad del decenio de 1980, pero que seguían contrastando, en todo caso, con el 50% de autoabastecimiento de la Europa comunitaria o el 75% del conjunto más amplio de países de la OCDE. Como fuere, y a medida que se fueron alcanzando grados más *europeos* tanto de diversificación de las fuentes de energía como de autoabastecimiento, también se fue abriendo camino la idea de que el principal problema de la estructura energética española no era el de la dependencia del exterior en sus fuentes de suministro, sino, más bien, y cada vez más, el de la capacidad del sector para proveer a la economía de insumos energéticos, importados o no, en condiciones competitivas de coste y de calidad. General convencimiento que ilumina lo que más adelante haya de decirse de las decisiones que por entonces se adoptaron ante la difícil marcha del sector eléctrico desde el punto de vista empresarial, con la expectativa de un mercado interior de la electricidad abierto y competitivo que algunos esperaban ver concretado en el inicio mismo del decenio de 1990⁵.

Por otro lado, la evolución del consumo de energía *final* en España entre 1973 y 1991 y su composición por fuentes —con la perspectiva alargada que proporciona la prolongación de las cifras hasta el 2000— permite conocer mejor lo sucedido en el período [gráfico 2]. Por lo pronto, el consumo final —medido en unidades físicas (toneladas equivalentes de petróleo) y, por tanto, reales— aumentó en estos años en algo más de un 50% (lo

GRÁFICO 2 Consumo de energía final en España, 1973-2000 (en ktep)



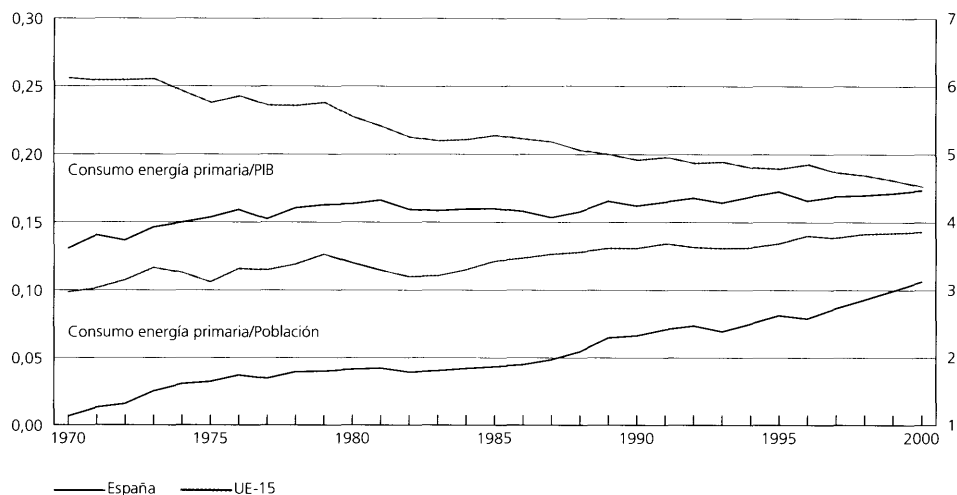
Fuente: Elaborado con datos del *Boletín trimestral de coyuntura energética*, Ministerio de Economía, Dirección General de Política Energética y Minas, n.º 28, 4.º trimestre de 2001; y *Eficiencia energética y energías renovables*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Boletín n.º 4, junio de 2002.

Por homogeneidad con las series temporales anteriores al 2000, se ha añadido, hasta 1990, una estimación del consumo de energías renovables para usos finales, constituidas fundamentalmente por la biomasa para uso térmico, de 3.584 ktep —estimación del IDAE para 1990—, y se han interpolado, entre 1991 y 1999, los valores que resultarían de esta última cifra y de la estimada por el Gobierno para el 2000, de 3.607 ktep. Téngase en cuenta, por otro lado, que el grueso de las energías renovables, las empleadas en la generación eléctrica (hidráulica —incluida minihidráulica—, residuos, eólica, solar fotovoltaica, etc.), están ya incluidas en «Electricidad».

que venía a significar una tasa media de incremento anual acumulativo, «r», del 2,3%). De las cifras que sirven de base al gráfico 2 se deduce también otro aspecto muy importante, y que en esta figura queda desdibujado por el abrumador peso que tenían —y han seguido teniendo— los hidrocarburos en gran número de usos residenciales y de transporte: cómo la electricidad aumentó entre 1973 y 1991 en cerca de seis puntos porcentuales su contribución a los crecientes requerimientos energéticos finales de la economía española.

Además de su trayectoria general, se dibujan tres etapas bien diferenciadas en la evolución de este consumo final: la que llega hasta finales del decenio de 1970 («r» del 3,4% entre 1973 y 1979); la que abarca ampliamente toda la primera mitad de los ochenta (de modo que el consumo final de 1979 no volvió a alcanzarse hasta 1986), y la correspondiente a la segunda mitad de esta década, y hasta 1991 («r» de casi el 4% desde 1986). Por fuentes de energía, se aprecia cómo el ahorro energético de la primera mitad del decenio de 1980 corresponde al petróleo, en tanto que el resto de las fuentes (carbón, gas y electricidad) aumentan su participación. Este desplazamiento *sectorial* del consumo final del petróleo

GRÁFICO 3 Ratios de intensidad energética¹, España y Unión Europea, 1970-2000



Fuente: Elaborado con los datos de la AIE, *Energy balances of OECD countries*.

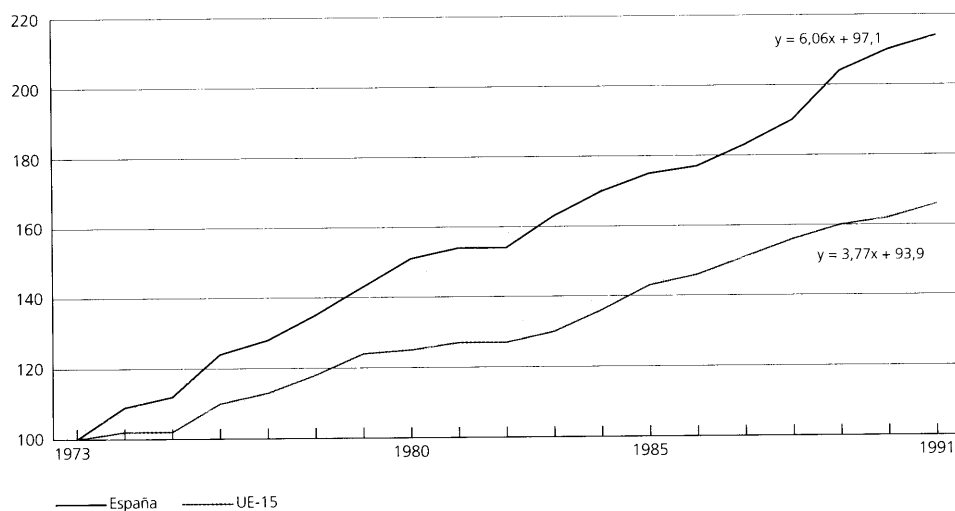
1 Los ratios están calculados como cocientes entre el consumo de energía primaria (en Mtep) y el PIB (en dólares de 1995 en paridad de poder adquisitivo, eje izquierdo) y la población (en tep per cápita, eje derecho).

tiene tras de sí un intenso proceso de sustitución energética entre unas y otras fuentes primarias en la generación de energía eléctrica, y que más adelante se examinará.

Lo que más interesa resaltar ahora, en esta perspectiva general, es el aumento poco proporcionado de los *ratios* de intensidad energética (esto es, el cociente entre el consumo de energía primaria y el PIB) o de consumo energético per cápita (cuando ese consumo se pone en relación con la población) en todo el período objeto de análisis [gráfico 3], revelador, en parte, de ineficiencias en el uso de la energía y, en todo caso, al comparar los cocientes españoles con los europeos, de un muy insuficiente esfuerzo de ahorro energético: es bien perceptible, incluso, cómo a partir de 1987 se debilitó en gran medida el esfuerzo tardíamente emprendido —en relación con otros países desarrollados— en los primeros años del decenio.

Así, España, que partía, al inicio de la crisis, de unos *ratios* de intensidad energética por unidad de PIB que eran prácticamente la mitad de los comunitarios, se situaba ya, a la altura de 1991, apenas un 15% por debajo, en una trayectoria que habría de conducir, al final de esa misma década, a la igualación de unos y otros cocientes. *Convergencia*, en este caso, poco conveniente, por cuanto ese mayor consumo energético no

GRÁFICO 4 Evolución del consumo eléctrico, España y Unión Europea, 1973-1991
(base 100=1973)



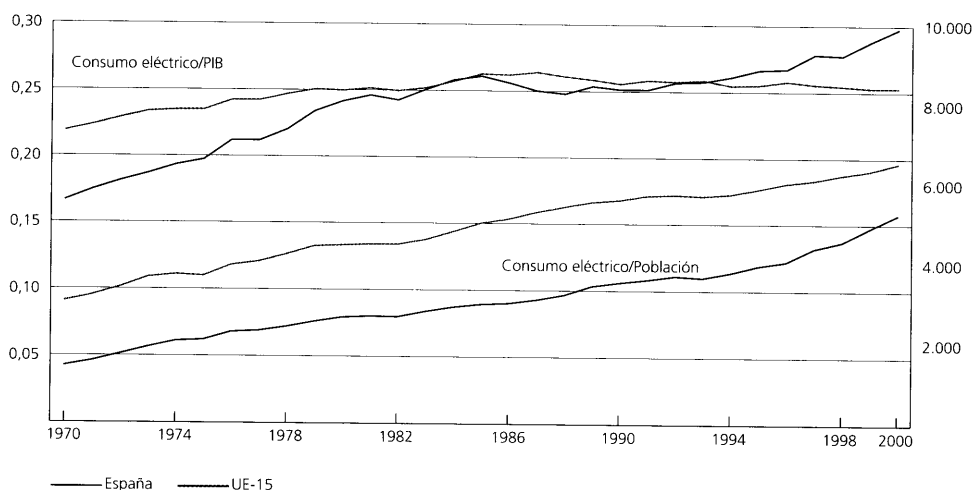
Fuente Elaborado con los datos de la Agencia Internacional de la Energía, *Energy balances of OECD countries*.

hacía sino reflejar inercias heredadas del decenio de 1960 en cuanto a un uso intensivo y extensivo de la energía, antes que al ahorro. Algo más amortiguadamente, la evolución del consumo per cápita revela esa misma tendencia a un uso creciente de la energía primaria, en particular cuando se pone en relación con lo sucedido en Europa. Interesa, no obstante, una vez dibujado el marco general del sector energético, fijar ya la atención en el subsector eléctrico —sin perder por ello la perspectiva *europea*—, con el fin de desvelar rasgos comunes y comportamientos diferenciados.

3 LA EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ELÉCTRICO

Lo primero que destaca en la evolución de las magnitudes del sector eléctrico español en este período es el fuerte ritmo de aumento de su consumo [gráfico 4]: un 114% mayor —más del doble— en 1991 que en 1973 (esto es, a una tasa media anual acumulativa,

GRÁFICO 5 Ratios de intensidad eléctrica¹, España y Unión Europea, 1970-2000



Fuente: Elaborado con los datos de la AIE, *Energy balances of OECD countries*.

1 Los ratios están calculados como cocientes entre el consumo eléctrico (en kWh) y el PIB (en dólares de 1995, eje izquierdo) y la población (eje derecho).

«r», del 4,3%): repárese, pues, en un crecimiento que venía casi a duplicar el del propio consumo final antes reseñado («r» del 2,3%). A un ritmo mucho menor de lo que lo había hecho en la década y media anterior de acelerado crecimiento económico (a un «r» excepcional ¡del 12%! entre 1960 y 1973)⁶, pero, como revelarán más adelante los ratios de intensidad eléctrica, mucho más de lo que lo hizo el PIB; y, en todo caso, más de lo que lo hizo en estos mismos años el consumo de electricidad en la Europa comunitaria («r» del 2,9% entre 1973 y 1991). El distinto perfil de las curvas del gráfico 4 y, más en concreto, de la pendiente que dibuja la línea tendencial de ambas en este período, permite apreciar claramente la singularidad del caso español.

Esta evolución del consumo eléctrico español ha tenido, como es lógico, un inevitable reflejo en los ratios de intensidad eléctrica [gráfico 5]: España, que mantenía hacia 1973 unos cocientes de intensidad eléctrica —en términos de consumo por unidad de producto— inferiores en un 20% a los del grupo de países europeos de referencia (UE 15), había alcanzado ya el promedio de éstos a la altura de 1991, a pesar de tener aún unos niveles de PIB sensiblemente menores; y, en términos de consumo per cápita, los cocientes españoles, prácticamente la mitad de los europeos en 1973, aumentaron también en las dos décadas siguientes, hasta recortar una parte sustancial de ese

diferencial relativo. Se advierte, no obstante, cómo el consumo eléctrico de la economía española parece mostrarse mucho más contenido en relación con el tamaño de la población, en términos per cápita, que en relación con el PIB, lo que puede ser indicativo, *prima facie* —aunque ésta es una cuestión muy compleja y que depende de factores diversos—, de ineficiencias en ciertos usos productivos de la electricidad; pero lo que sí está reflejando, ante todo, es cómo en este período la electricidad ha pasado a sustituir a otras fuentes de energía en la satisfacción de los requerimientos energéticos finales de la economía española.

En suma, el consumo eléctrico —y con él, de un modo técnicamente inevitable en un sistema aislado del exterior, la producción— creció en estos años mucho más de lo que lo hizo el producto o la población. Desde luego, más de lo que lo estaba haciendo en el común de países europeos de referencia. No puede decirse, sin embargo, que esto fuera indicativo de una menor eficiencia del propio sector, sino, más bien, fruto de la sustitución de otras energías finales por consumo eléctrico, tanto en el ámbito productivo como en el doméstico-residencial, y de la escasa inclinación al ahorro de estos sectores. Deberá ahondarse, a partir de aquí, en el conjunto de factores de oferta que explican la respuesta del sector eléctrico a esta demanda creciente, cuestión que es el objeto del siguiente epígrafe.

4 REGULACIÓN ELÉCTRICA Y ESTRUCTURA EMPRESARIAL DEL SECTOR

4.1 EL MARCO DE LA POLÍTICA SECTORIAL: LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

El período aquí considerado se superpone en el tiempo con los tres primeros planes energéticos nacionales: el PEN 75 (1975-1985), el PEN 78 (1978-1987) y el PEN 83 (1983-1992); y, de hecho, su cierre cronológico coincide con el de la puesta en marcha del PEN 91 (1991-2000)⁷. Una mínima perspectiva de conjunto ayudará a entender cómo la política sectorial —energética y, más en concreto, eléctrica— moldeó en estos años la oferta.

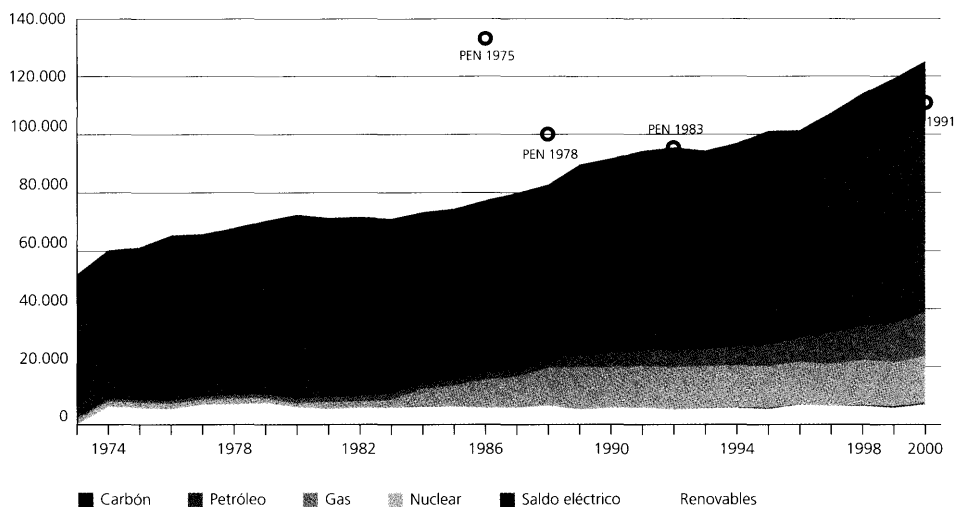
El primero de los planes, el PEN 75, orientó sus miras más a la garantía del suministro que a su ahorro; más, en definitiva, al estímulo de las capacidades por el lado de la oferta, sobre todo de potencia nuclear, que a la reducción de una demanda que seguía creciendo muy por encima de las tendencias internacionales, aunque no de las que se habían dibujado en el plan, con evidente optimismo a la altura de 1975, a partir de la extrapolación de las tendencias de consumo energético —y eléctrico— español en las dos décadas previas. El siguiente —y, forzado por las circunstancias, anticipado— PEN 78, aunque

siguiera siendo *expansivo*, fue más realista en sus proyecciones de demanda, si bien, por el lado de la oferta, la política de reducción de la dependencia energética condujo a un exceso de equipamiento eléctrico, particularmente, ahora, con la puesta en marcha de un ambicioso plan de inversiones en centrales de carbón⁸. A partir de ahí, el PEN 83, manteniendo algunas de las líneas anteriores de la política energética, como la de reducir la vulnerabilidad de los suministros, añadió un objetivo clave: el de mejorar la eficiencia en el consumo de energía, impulsando el ahorro y la conservación, lo que tuvo un significativo reflejo —aunque más efímero de lo que hubiera sido deseable, ya se vio— en los correspondientes *ratios* de intensidad energética. En lo que al sector eléctrico se refiere, este plan de 1983, ante el reconocido exceso de capacidad instalada, y en medio de unas circunstancias muy adversas para la conclusión de algunos de los grupos en construcción, impuso un «parón nuclear», luego tornado en «moratoria». Y, por otro lado, se proponía un plan financiero orientado a reducir el abultado endeudamiento del sector y equilibrar la cuenta de resultados de sus empresas. Más adelante habrá de retomarse esta cuestión tan decisiva en la marcha del sector eléctrico a lo largo del decenio de 1980.

El gráfico 6, de momento, ilustra bien a las claras la falta de tino, por elevación, de las previsiones de consumo energético de los dos primeros planes energéticos nacionales (la del PEN 75, para 1985 —137,7 Mtep⁹, casi el doble de los 70,8 alcanzados—, y la del PEN 78, para 1987—101,5 Mtep, frente a 76,2 efectivos—). Y también se advierte en él el intenso proceso de sustitución *primaria* —esto es, en la generación eléctrica— del petróleo por el carbón y la energía nuclear y, en una medida aún mucho más incipiente, por el gas natural. Esto fue el resultado de la entrada en servicio, a lo largo de la primera mitad del decenio de 1980, de las centrales de 350 MW alimentadas por carbón nacional previstas en el Plan Acelerado de Centrales Térmicas de Carbón, junto con otras instalaciones ubicadas en zonas litorales que consumían carbón importado, que elevaron en más de 5.000 MW la potencia instalada de energía electrotérmica; y, al tiempo que se incorporaban también al parque generador nuevas instalaciones hidroeléctricas, en gran parte de bombeo, o se ampliaban las ya existentes, entraban igualmente en funcionamiento, entre 1981 y 1988, hasta seis grupos nucleares, los últimos antes de la moratoria, que venían a aumentar en otros casi 6.000 MW la potencia eléctrica instalada en España¹⁰. Un aumento desmedido de capacidades que era el resultado de una planificación previa demasiado optimista en relación con la evolución de la demanda, y cuyas consecuencias financieras iban a pesar sobre las empresas del sector durante toda la década.

El gráfico 7, a su vez, resume lo sucedido: sobre todo, el contraste entre un aumento de la potencia eléctrica instalada en España de más del 40% entre 1979 y 1986 y el crecimiento, mucho más modesto, de poco más de la mitad (22%, como se deduce de la cifras de base del gráfico 4), que se dio en estos mismos años en el consumo de electricidad. Debe considerarse igualmente, aunque la imagen previa no lo desvele, cómo dentro

GRÁFICO 6 Consumo de energía primaria en España, 1973-2000 (en ktep)



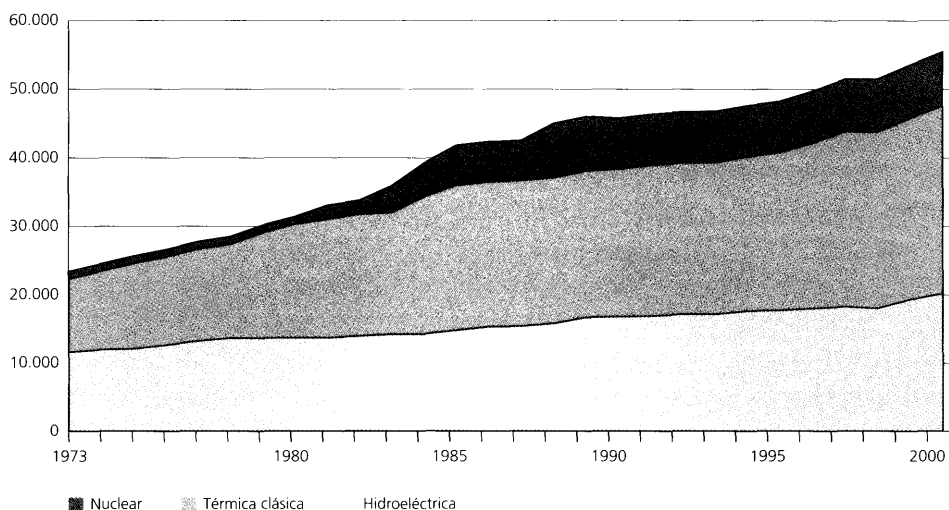
Fuente: Elaborado con datos del *Boletín trimestral de conjuntura energética*, Ministerio de Economía, Dirección General de Política Energética y Minas, n.º 28, 4º trimestre del 2001; y *Eficiencia energética y energías renovables*, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Boletín n.º 4, junio del 2002.

En las series de carbón, hasta 1999, se incluyen los residuos sólidos urbanos y otros combustibles sólidos consumidos en generación eléctrica. En renovables, los datos de 1990, 1998 y 1999, procedentes del IDAE, incluyen a todas estas energías, descontados, para no duplicarlos, los residuos sólidos urbanos y la parte de biomasa empleada en la generación eléctrica; a partir de aquí, para 1991-1997, se han sumado los datos anuales de hidráulica y eólica, más una interpolación lineal, para el resto, de las cifras del IDAE para 1990 (3.610 ktep) y 1998 (3.420 ktep). Entre 1973 y 1989, a los datos anuales de hidráulica y eólica se les han añadido 3.584 tep, como estimación razonable —a partir del dato de 1990— del tradicional consumo de biomasa para usos térmicos.

de la «térmica clásica» se dio en estos años una práctica sustitución de la parte debida al fuelóleo —que pasó, en una década, de representar la mitad de la generación eléctrica a quedar reducida a un porcentaje mínimo de uso— por el carbón y, si bien de un modo aún muy incipiente, el gas. Expresión manifiesta de cómo el sector eléctrico *internalizó* el objetivo de la política energética de reducir en España la dependencia petrolera (y, de paso, la contaminación ambiental), a costa, eso sí, de *varar* anticipadamente una parte sustancial de su capacidad de generación.

En todo caso, la combinación, desde los primeros años del decenio de 1980, de una potencia eléctrica bien diversificada por fuentes de combustible y, al tiempo, claramente sobredimensionada, permitía, como es lógico, amplios márgenes de flexibilidad a la hora de optimizar el funcionamiento conjunto del sistema eléctrico nacional; pero, al tiempo, constituía una fuente, igualmente innegable, de ineficiencias y sobrecostos por infrautilización¹¹.

GRÁFICO 7 Potencia eléctrica instalada en España, 1973-2000 (en MW)



Fuente Elaborado con datos de Unesa y Red Eléctrica de España. La potencia hidroeléctrica incluye también la de las energías renovables.

Por otro lado, estaba la *cuestión* relativa a la energía nuclear, condicionante de la evolución del sector eléctrico —y, de hecho, de todo el sector energético— a lo largo de estos años. Conviene enumerar, al menos, los tres objetivos principales que perseguía la «apuesta nuclear» de la planificación energética emprendida en España desde la segunda mitad del decenio de 1970:

- Primero, atender una demanda eléctrica que se vislumbraba entonces, a tenor de su trayectoria previa, de un desproporcionado dinamismo.
- Segundo, diversificar la oferta —y reducir, gracias a una fuente convencionalmente considerada «autóctona», la extrema dependencia energética española— con un combustible menos sujeto a las contingencias aleatorias de la hidraulicidad o a las de tipo socioeconómico, como sucede con el carbón o el fuelóleo; contingencias que determinan, por otro lado, frecuentes intervenciones por parte del regulador, frente a un combustible, el nuclear, tan sólo dependiente, en principio, de sus disponibilidades técnicas, lo que debía redundar también en la garantía de suministro.
- Y, tercero, optimizar los costes del sistema mediante una fuente de menores costes variables, además de complementaria, merced a la generación de excedentes en las horas de menor carga, de la energía hidráulica.

Sin embargo, la evolución real de la demanda, mucho menor que la prevista, y, sobre todo, los condicionantes extraeconómicos que surgieron para su puesta en marcha, particularmente en el caso de Lemóniz¹², determinaron la paralización de las inversiones y la entrada —sin salida— en «moratoria» de una parte fundamental del parque nuclear programado para el decenio de 1980. La principal consecuencia, para el sector, fue la acentuación de sus desequilibrios económico-financieros, a los que más adelante se aludirá, y, para los consumidores, el recargo sustancial, y continuado, desde entonces, de las tarifas eléctricas. Un derroche, pues, de recursos financieros y de eficiencia productiva al que debió dar respuesta la regulación pública.

4.2 DE LA AUTORREGULACIÓN AL MARCO LEGAL Y ESTABLE

Ningún análisis del sector eléctrico puede prescindir de las especificidades de que éste parte, hasta conformar en el pasado, según los países, muy distintas estructuras de mercado. Y, así, sus peculiares características, tanto técnico-económicas como de carácter estratégico, hicieron que en muchos países europeos el sector eléctrico fuera objeto de amplios procesos de nacionalización en los años de la inmediata posguerra mundial, hasta llegar, en algunos casos, al monopolio estatal (Francia) o regional (Alemania). No fue éste, sin embargo, el caso español, donde se siguió más bien una política regulatoria —en cierto modo, *autorregulatoria*, por cuanto el Estado no iba mucho más allá de la fijación de los precios— con claro predominio de empresas privadas y un monopolio regional *de facto* en el ámbito de la distribución. Unas empresas privadas —con la notoria excepción, entonces, de la pública Endesa, centrada en la generación— verticalmente integradas y que se repartían geográficamente el mercado, en régimen de exclusividad, pero con una explotación conjunta del sistema —y unas tarifas unificadas en todo el territorio, desde que en 1953 entraran en vigor las «tarifas tope»— y sujetas —ya desde 1969, con el primer Plan Eléctrico Nacional— a una planificación a escala nacional de su capacidad de producción. Una fórmula que exigía no pocos equilibrios, dado, sobre todo, la clara discordancia existente entre los precios de oferta del sistema de generación de electricidad y los precios uniformes, por razones de homogeneidad interterritorial, a los que debía suministrarse esa energía a los usuarios finales.

La cuestión que ha debido resolver el regulador público en España —y que en el decenio de 1980 lo hizo bajo la fórmula del llamado Marco Legal y Estable— ha sido cómo mantener unas tarifas unificadas con unas situaciones empresariales tan dispares como las que separaban a unas compañías eléctricas de otras, muchas veces en razón de condiciones de producción o de mercado bien distintas. Pues bien, el criterio del Estado, entonces, fue el de fijar los precios de acuerdo con unos «costes estándar» para cada grupo generador —actualizados periódicamente con el promedio resultante

del IPC y del Índice de Precios Industriales— que trataban de reflejar los costes teóricos en que éstos incurrían para la prestación del servicio, de modo que los ingresos del sistema cubrieran globalmente sus costes. Pero como las empresas eran, ya se ha dicho, muy heterogéneas en cuanto a sus equipos y a los costes de generación eléctrica, al tipo de consumidores y a la dispersión geográfica de sus mercados, el sistema requería de un doble ajuste: por un lado, y de un modo lógicamente excepcional, como se hizo a la altura de 1985, el intercambio de activos de generación y, en parte, de mercado, con el fin de equilibrar parcialmente sus estructuras de producción y sus condiciones financieras; y, por otro lado, en este caso anualmente, se imponían unas compensaciones interempresariales que ajustasen, cada año, los ingresos de las compañías a los costes reconocidos¹³. De modo que la ganancia neta de éstas dependía de que sus costes reales fuesen más reducidos que los estándar; y esto se lograba minimizando aquellos, con una mayor eficiencia, o bien elevando éstos, sujetos a elementos arbitrarios en su cálculo.

Así, el Marco Legal y Estable de los años ochenta —plasmado en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, y culminación de todo un conjunto de disposiciones desplegadas desde el comienzo de la década¹⁴— consagraba un modelo de funcionamiento del sector eléctrico, vigente, de hecho, hasta mediados del decenio siguiente, fundado sobre cinco pilares fundamentales:

- Obligación de suministro por parte de las empresas, cada una en su área de mercado, a modo de gestoras privadas de este servicio público.
- Planificación conjunta y centralizada del equipamiento eléctrico, de acuerdo con la planificación energética nacional, y conforme a los criterios de:
 - Minimización de los costes de generación, del esfuerzo inversor y del impacto medioambiental.
 - Seguridad de abastecimiento y diversificación.
 - Flexibilidad de adaptación a la demanda.
- Explotación unificada (en virtud de la Ley 49/1984) del sistema eléctrico nacional, tanto de los activos de generación como de distribución en alta tensión (éstos, a cargo de Red Eléctrica de España, creada en 1985).
- Tarifas únicas (de carácter máximo) para cada tipo de consumidor en todo el territorio nacional.
- Retribución a las empresas de acuerdo con unos «costes estándar» reconocidos, donde se incluyen los costes incurridos (de generación, de operación, de combustible, de transporte...) más una retribución sobre los capitales vivos invertidos¹⁵.

Puede decirse que la tarifa —y el nuevo criterio de reparto de los ingresos a ella debidos— se constituía en la clave de bóveda de la regulación diseñada en estos años. La piedra

que cerraba el vértice que sostenía un arco de medio punto, el del servicio eléctrico, asentado sobre dos dovelas laterales: una, pública, en forma de intervención estatal —creciente en estos años— sobre una actividad que se consideraba de manifiesto interés público¹⁶; otra, privada, por cuanto las empresas del sector seguían siendo mayoritariamente de capital y gestión privados, lo que exigía que sus inversiones —en el marco de la planificación energética— fueran recuperadas a lo largo del tiempo y sus accionistas remunerados.

La viabilidad financiera de las compañías eléctricas reposaba, pues, en la retribución a las empresas según unos costes estandarizados que debían, por un lado, estimular la eficiencia productiva y, por otro, asegurar la recuperación de sus inversiones¹⁷. También, y complementariamente, reducir las incertidumbres, mediante un procedimiento objetivo para actualizar los costes reconocidos en la tarifa. No obstante, y a pesar de que un objetivo explícito del Marco Legal y Estable fuera el de recomponer la situación financiera de las empresas, el alto nivel de endeudamiento del sector eléctrico español se mantuvo largos años, debido, en parte, a los desfases de un sistema tarifario que ni compensó los gastos financieros de la «moratoria nuclear», ni cubrió el coste real de los restantes recursos comprometidos. Por no hablar de los «desmedidos privilegios de Endesa» que permitía el nuevo sistema, queja constante, por entonces, de los gestores de las eléctricas privadas¹⁸. Todo ello, en unos años, no se olvide, en que los altos tipos de interés también presionaban sobre los costes financieros e inducían a la búsqueda de financiación en el exterior. Más adelante habrá de retomarse esta cuestión, decisiva en la marcha del conjunto del sector y en el perfil, más concentrado, que éste va a ir adquiriendo desde el punto de vista empresarial.

Conviene ahora, sin embargo, centrar la atención en algunas de las características del nuevo esquema de intervención estatal impuesto, desde 1985, por el papel atribuido a Red Eléctrica de España —participada por el sector público en un 51% a través del INI, Endesa y Enher— como gestora de la explotación unificada del sistema eléctrico nacional¹⁹ y, complementariamente, por el régimen de tarifas y compensaciones entre empresas vigente, en virtud del Marco Legal y Estable, desde 1988 (y, de hecho, hasta 1997). El punto de partida era la optimización global del sistema eléctrico, a partir de unos niveles dados de seguridad y calidad del servicio, a través de la consecución del mínimo coste medio variable de generación para el conjunto de la demanda²⁰. De modo que se sustituía la optimización de cada empresa de ciclo completo —técnicamente, de cada subsistema²¹— por la de la suma de todas ellas; correspondiendo a Red Eléctrica de España la minimización conjunta de costes de todas las unidades de generación, que debían entrar en funcionamiento para satisfacer a la demanda por estricto «orden de mérito», es decir, de menores a mayores costes por kWh marginal. Surge, para ello, un mercado ficticio de electricidad, el *pool*, al que concurrían —en sustitución de los anteriores contratos bilaterales de intercambio de electricidad— las distintas empresas (subsistemas): las excedentarias, vendiendo su

energía al coste marginal, y las deficitarias comprándola al precio de equilibrio del *pool*, de donde surgía, cada hora, un precio de equilibrio²².

Otra cosa distinta eran las tarifas, objeto de la atención del ya citado Real Decreto 1538/1987. Se ha criticado el modelo establecido en el Marco Legal y Estable como forma de estimular la competencia empresarial, por cuanto las compañías no competían entre sí, sino respecto de un coste estándar que no se modificaba con las ganancias de productividad y las reducciones de costes reales. De modo que las mejoras de eficiencia se traducían directamente en beneficios para las empresas. Así, cada empresa partía de un coste estándar en función de su equipo de generación y de su estructura de distribución; luego, incurría en un coste real y recibía unos ingresos por las ventas de electricidad en su mercado, de acuerdo con las tarifas unificadas que fijaba cada año la Administración según la estimación del coste del servicio de todo el sistema²³; finalmente, cada empresa recibía (o debía pagar) una compensación por la diferencia entre sus costes estándar y sus ingresos, con lo que su ganancia neta resultaba ser igual a la diferencia entre los costes estándar establecidos y los reales incurridos, diferencia que se convertía, de hecho, en la función objetivo a maximizar por los gestores de las empresas eléctricas²⁴.

Era precisa, no obstante, una cierta homogeneización previa de las estructuras productivas y de mercado de las distintas compañías, en algún caso, ya se ha dicho, muy dispares. A este fin obedeció el intercambio de activos entre empresas acordado el 31 de diciembre de 1985, que implicó un volumen de transacciones superior a los 700.000 millones de pesetas, y se guió por dos criterios principales: por un lado, las empresas deficitarias de energía y de potencia debían adquirir instalaciones de generación a las excedentarias; y, por otro, las empresas con un alto endeudamiento en relación con su capacidad generadora de fondos debían vender activos, siempre que ello no comprometiera la atención a las necesidades de su mercado. De hecho, los intercambios afectaron básicamente al traspaso de instalaciones nucleares y, en menor medida, a la recomposición de los mercados de distribución. En todo caso, con Endesa como gran compradora, seguida de Iberduero —en un intercambio, básicamente, de equipamiento térmico de la primera por activos hidráulicos de la segunda—, pronto tuvieron un reflejo muy sustancial en la estructura patrimonial de algunas de las empresas implicadas²⁵. Para el conjunto, permitieron reducir en unos 100.000 millones de pesetas el servicio de la deuda del sector eléctrico²⁶.

Por último, debe señalarse —lo que puede servir, además, de preámbulo para el epígrafe que sigue— un último e importantísimo aspecto derivado de la forma en que quedó resuelta la regulación del sector a partir de 1988 mediante el tantas veces ya citado Marco Legal y Estable: el cambio en la estrategia empresarial de las compañías, cada vez más atenta a la eficiencia productiva y a la reducción de los costes operativos y de gestión, en vista de que el regulador público ya se ocupaba de la evolución de la oferta y de la fijación de los precios. Cambio de estrategia que también tenía su reflejo en el pla-

no financiero, más centradas desde entonces las empresas en la gestión de la deuda que en la captación de mayores volúmenes de recursos²⁷. Pero convendrá ver cómo surgió y se encauzó, con grandes dificultades, el problema del estratosférico endeudamiento generado en el sector en muy pocos años.

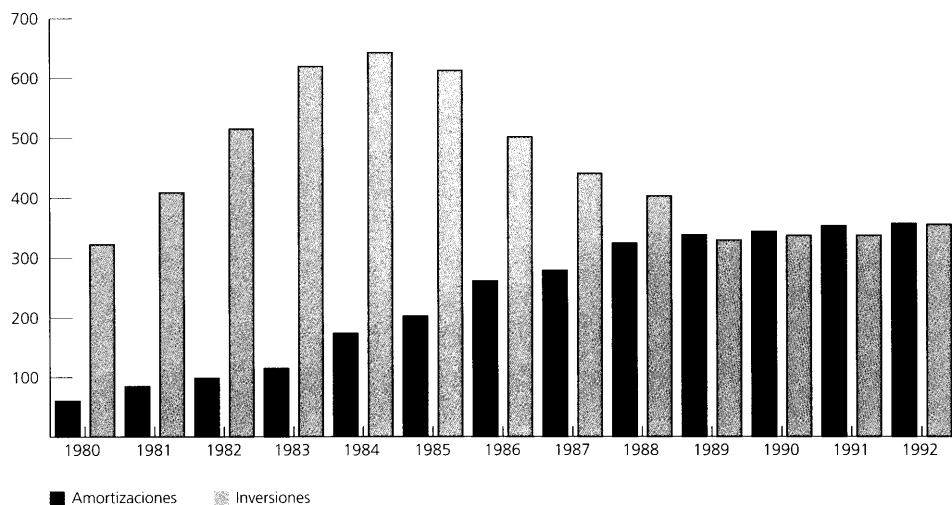
4.3 CRISIS, SANEAMIENTO FINANCIERO DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS Y RECOMPOSICIÓN EMPRESARIAL DEL SECTOR

Con el inicio de la crisis del decenio de 1970 y, en particular, a partir de 1978, los resultados económicos y financieros de las empresas eléctricas españolas comenzaron a mostrar un rápido y continuado deterioro²⁸. Nada que no estuviera sucediendo al mismo tiempo en el conjunto de la estructura empresarial española, pero con rasgos distintivos —en un sector a resguardo de la competencia internacional y operando en un mercado de oligopolio²⁹, aunque sujeto a una creciente intervención estatal— que conviene subrayar aquí.

Al iniciarse el decenio de 1980, la superposición de diversos factores condujo a una situación particularmente crítica para el sector eléctrico: para entonces, la situación financiera de las empresas eléctricas españolas, con los estados de origen y aplicación de fondos de las principales compañías privadas en la mano, comenzaba ya a augurar lo peor³⁰. Situación insostenible que aún habría de agravarse en los años posteriores³¹: así, a mediados del decenio de 1980, la deuda acumulada había alcanzado ya el cociente récord de 3,8 veces la cifra anual de negocios del sector, con importante proporción de endeudamiento en moneda extranjera³²; y aún siguió aumentando, en términos absolutos, hasta los más de cuatro billones de pesetas (casi 25.000 millones de euros) de endeudamiento contabilizados —a pesar de la muy notable recuperación económica del período, pero lastrados los gastos financieros por los altos tipos de interés— al concluir la década.

El origen de este deterioro financiero se explica principalmente por el formidable aumento de capacidad, inducido, ya se ha dicho, por la planificación energética nacional desplegada desde finales del decenio de 1970, y hasta bien entrado el siguiente, cuando la potencia instalada, en su mayoría nuclear, creció, sin que la demanda lo hiciera a un ritmo parecido, en casi un 50%, merced a un ritmo de inversiones que alcanzó su máximo entre 1983 y 1985, cuando ya estaba clara la sobrecapacidad del sistema [gráfico 8 y, de nuevo, gráfico 7]. Por supuesto, las condiciones monetarias del período encarecieron en gran proporción los costes financieros de estas inversiones en infraestructuras: el coste medio de la deuda del sector, de apenas el 6% a la altura de 1975, no bajó del 15% en la primera mitad del decenio de 1980; y el recurso a la financiación exterior —creciente en estos mismos años, ante unos mercados autóctonos de capitales que redujeron drásticamente las

GRÁFICO 8 Inversiones y amortizaciones en el sector eléctrico español, 1980-1992
(en miles de millones de pesetas)



Fuente: Arraiza (1994).

posibilidades de obtención de fondos propios³³ — debió afrontar, por un lado, un elevado riesgo de cambio, en correspondencia a las altas tasas de inflación españolas, y, por otro, al estar denominada mayoritariamente en dólares, los efectos de la fuerte apreciación de esta moneda frente a la peseta hasta mediados de la década de 1980³⁴. Por último, la tarifa eléctrica apenas si cubrió a lo largo de la segunda mitad de los setenta una mínima parte de los fuertes incrementos nominales de costes que se reflejaban en un IPC que llegó a registrar tasas «históricas» del 26% en 1977.

Las consecuencias de este intenso y prolongado —casi decenal— ciclo inversor sobre la eficiencia del sector fueron, en todo caso, contrapuestas: en la óptica del largo plazo, positivas, en tanto que se sustituyeron procedimientos «caros» de generación eléctrica —fuelóleo, en particular, que quedó para cubrir puntas de demanda o la indisponibilidad de otras instalaciones— por otros menos costosos³⁵; pero, a corto plazo, negativas, por cuanto se crearon excesos de capacidad y se dejaron «hundidas» cuantiosísimas sumas invertidas en unas centrales nucleares sujetas a moratoria, ya se ha dicho, desde 1984³⁶. De hecho, hasta bien entrado el decenio siguiente, las empresas eléctricas, a pesar de la evidente ralentización de sus esfuerzos inversores y el aumento de sus niveles de autofinanciación, no conseguirían reducir sustancialmente esos niveles de deuda, anclados durante cerca de un

TABLA 1 Evolución de la situación financiera del sector eléctrico español, 1980-1992

| CONCEPTOS | 1980 | 1984 | 1988 | 1992 |
|-------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Endeudamiento (millones de pesetas) | 1.109.223 | 3.413.192 | 4.063.958 | 3.852.575 |
| Deuda/ventas (%) | 2,6 | 3,8 | 3,0 | 2,2 |
| Gastos financieros/ventas | 22,2 | 47,7 | 45,0 | 27,1 |

Fuente: Fernández (1994).

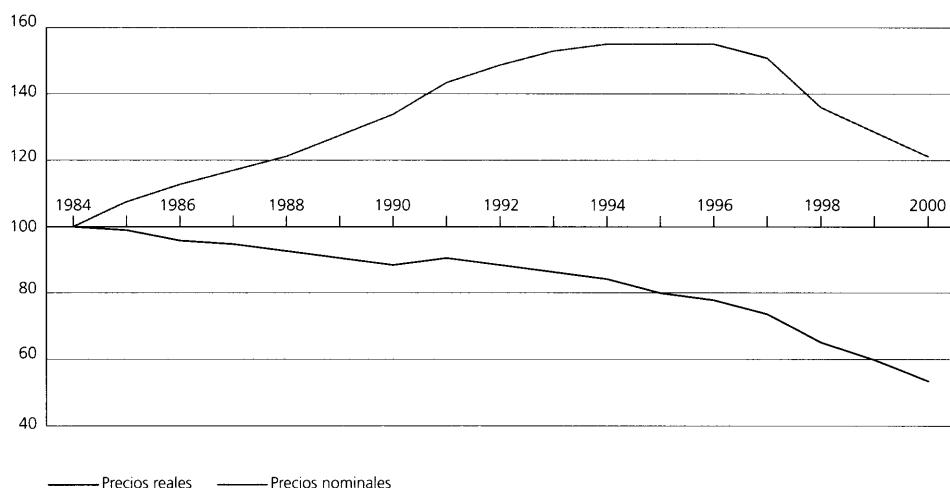
quinquenio (1988-1993) en torno de los citados cuatro billones de pesetas, una gran parte (1,2 billones de pesetas, a la altura de 1992) en moneda extranjera [tabla 1].

La crítica situación financiera de las empresas eléctricas españolas no llevó a la temida nacionalización, sino, por un lado, a la puesta en marcha, con el respaldo de la Administración, de un Programa financiero «de rescate», a partir de 1983³⁷, y, por otro, a cambios, ya se ha visto, en el marco regulatorio, cuyo diseño culminó en 1987 con el Marco Legal y Estable; cambios, eso sí, más atentos a la corrección de aquellos desequilibrios que al estímulo de la competencia o a la disminución de las tarifas, como prueban los modestos márgenes de reducción real de los precios medios de la electricidad en el decenio de 1980, en comparación con los alcanzados en el siguiente [gráfico 9]. Como fuere, desde 1988, el Marco Legal y Estable garantizó unas cifras de ingresos a las empresas que propiciaron el lento saneamiento de sus cuentas de resultados y una notable recomposición de su rentabilidad patrimonial: el ROE — beneficios netos en relación a los fondos propios — del sector creció del 5,7% en que se encontraba a la altura de 1988, hasta casi el 9% sólo cuatro años después.

Al tiempo que el sector eléctrico español recomponía sus estados económico-financieros, sus empresas, tras múltiples tanteos, y siempre con el trasfondo de las decisiones de la Administración, fueron conformando una estructura empresarial más concentrada, con cambios también en los bancos que tradicionalmente les sirvieron de soporte [gráfico 10]. Diríase, en efecto, que al Marco Legal Estable le acompañó un entorno empresarial particularmente vivo en lo que a su estructura se refiere. Lo que no dejaba de resultar perfectamente lógico si se considera que la regulación establecida petrificaba, en buena medida, el crecimiento interno de las compañías, con la excepción de Endesa, que aprovechaba, a su vez, sus excedentes en el afianzamiento de su posición sectorial y en la penetración en el ámbito de la distribución.

El esquema previo revela el intenso proceso de concentración empresarial que se dio en el decenio de 1980, por dos vías fundamentales³⁸: la fusión entre empresas privadas — Unión Eléctrica y Fuerzas del Noroeste, en Unión Fenosa (1983), e Iberduero e Hidroeléctrica Española, en Iberdrola (1991), que destacan sobre otras absorciones menores

GRÁFICO 9 Evolución de los índices de precios medios de la electricidad en España, 1984-2000 (base 100=1984)



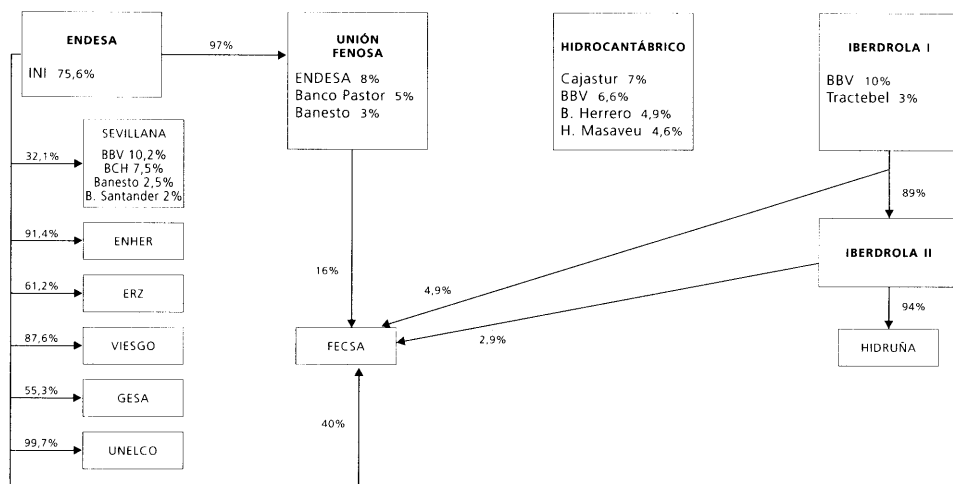
Fuente: Elaborado con los datos de UNESA e INE.

Este precio medio de la electricidad es el resultado de dividir el total de los ingresos por venta de energía eléctrica de todas las compañías por el total de energía vendida en España.

en estos años—, y el crecimiento interno, ya se ha dicho, y por vías de absorción y control accionarial de otras empresas protagonizado igualmente por la gran empresa pública del sector, Endesa. En 1980, esta empresa suponía el 13% de la potencia instalada nacional, por debajo del 19% de Iberduero o el 17% de Hidroeléctrica Española, pero por encima de Sevillana (10%), Fecsa (9%), Fenosa (8%), Unión Eléctrica (6%) y, tras ellas, toda una constelación de compañías de menor tamaño que producían para el mercado nacional. Al inicio del decenio de 1990, el Grupo Endesa representaba ya, al sumar la potencia de las empresas vinculadas del gráfico previo, aunque sin incluir aún a Fecsa y Sevillana —que seguían suponiendo, aproximadamente, un 10% cada una—, la cuarta parte de la potencia instalada, en tanto que la recién constituida Iberdrola superaba el 30%, y Unión Fenosa se situaba en torno del 17%. Se habían conformado, pues, dos grandes grupos, junto con otras dos empresas de menor y, en todo caso, desigual tamaño. Y aparecía una incipiente toma de posición del capital extranjero en una eléctrica española —la del *holding* belga Tractebel en Iberdrola—, al tiempo que las compañías privadas nacionales y la propia Endesa activaban la búsqueda de socios internacionales para formar alianzas de colaboración.

No puede dejar de señalarse, en esta breve descripción de los cambios en la estructura empresarial del sector eléctrico —en unos años, además, que han sido descritos como

GRÁFICO 10 Configuración empresarial del sector eléctrico español, 1992



Fuente: Fernández de la Buelga (1994a).

de creciente intervencionismo público—, la puesta en marcha, en 1988, de un proceso de privatización parcial, pero muy emblemático: la de un primer tramo del capital de Endesa, del 25%, colocado preferentemente entre los ahorradores españoles y los empleados de la compañía, pero también, con notable demanda, entre los inversores extranjeros, tanto europeos como norteamericanos. Primer paso de un proceso que, en trancos sucesivos, conduciría, diez años después, a la completa privatización de la compañía.

Baste subrayar, a efectos conclusivos —y dejando a un lado los detalles de la fusión Iberduero-Hidroeléctrica, que son objeto de la lógica atención en la parte correspondiente de esta obra—, cómo en apenas una década la estructura empresarial del sector eléctrico cambió unos perfiles casi seculares, para conformar otros que luego se han revelado muy estables. Y que los problemas entonces surgidos, entre los que no puede dejar de citarse, por su carácter «condicionante» sobre la actuación de las empresas, particularmente de Iberduero, en un momento crítico, el de la crisis de Fecsa en 1987 —con la reordenación del mercado catalán al fondo—, también se resolvieron sin rupturas insuperables entre los intereses públicos y privados, por más que el ambiente subiera de tensión en algún momento³⁹. La perspectiva empresarial interna antes aludida aportará en este punto evidencias muy reveladores, que ahorran aquí el detalle.

Pero no pueden cerrarse estas páginas sin una reflexión de la mayor trascendencia. Con toda seguridad, lo sucedido en estos años en el sector eléctrico constituye un estudio de un caso de singular importancia en el análisis del cambio experimentado en España en las relaciones banca-industria. En efecto, el sector eléctrico ha sido considerado, desde sus mismos orígenes, un ejemplo de las estrechas vinculaciones de la banca española con los sectores reales de la economía. Vinculación que ha revestido, en todo caso, una forma muy particular: porque la banca tendió siempre a ejercer su control sobre las compañías eléctricas con el mínimo compromiso de capital, y a ser posible de forma indirecta⁴⁰; y, llegados a la crisis que el sector eléctrico debió afrontar en el decenio de 1980, se comprueba, además, que, dentro de su abultadísimo endeudamiento, la parte debida a los préstamos bancarios con entidades españolas era sorprendentemente baja⁴¹. Esto explica, entre otras razones, la inclinación pactista de los gestores de entonces con la Administración: ¿De quién podían obtener, si no, el apoyo financiero y el horizonte de estabilidad a medio plazo que precisaban? Así pues, entre la nacionalización —escenario no inverosímil si las cosas hubieran discurrido de otro modo, y que podía haber sido un ejercicio más de «socialización de pérdidas» en la historia del sector público español— y un ya imposible enroque numantino, optaron por el acuerdo con las autoridades económicas de la época.

CONCLUSIONES

La trayectoria del sector eléctrico español entre 1973 y 1991 sólo cobra sentido cuando se enmarca en una triple perspectiva: primero, la del conjunto de la economía española, condicionada, a su vez, por la evolución del entorno económico y energético internacional; segundo, la de la actuación de los poderes públicos en esos años, con creciente intervencionismo estatal en el ámbito eléctrico y cambio en las bases regulatorias del sector, y, tercero, la perspectiva empresarial, por cuanto las decisiones y respuestas de las compañías eléctricas españolas a los dos condicionantes anteriores, aunque no siempre obedecieran a un frente común, sí modelaron, de consuno, una estructura de mercado crecientemente concentrada.

Al conjugar esta triple perspectiva, pueden obtenerse algunas conclusiones de interés para valorar el desarrollo del sector eléctrico español en un período que, aunque sólo fuera por su carácter de transición, entre un *statu quo* precompetitivo, de mercados cautelivos y monopolizados, y otro más liberalizado —con un horizonte poco concretado aún en estos años, pero que ya servía para delinear algunas líneas de cambio—, de Mercado Único a escala europea, no puede dejar de calificarse de crucial:

- En primer lugar, está la contribución del sector eléctrico al crecimiento económico español de estos años, aportando una parte muy significativa de sus requerimientos

energéticos finales y, quizá más importante, *internalizando*, a través de la transformación de su parque generador, el necesario proceso de transición y sustitución energética que requería la superación de la crisis iniciada en 1973.

- Segundo, no debe dejar de subrayarse, pese a lo anterior, el aumento registrado en los *ratios* de intensidad eléctrica, y tanto por unidad de producto como por habitante. Más que al ahorro energético, el sector eléctrico —que no podía dejar de alimentar una avidez de consumo doméstico e industrial sólo moderada en la primera mitad del decenio de 1980— contribuyó en estos años a la diversificación de las fuentes primarias y a la práctica eliminación del fuelóleo en la generación eléctrica. A costa, eso sí, de la puesta en marcha de un volumen de inversiones del tal magnitud —y tan difícil de financiar en las poco propicias condiciones tanto regulatorias como monetarias y financieras del período— que llevó a una crisis empresarial sin precedentes.
- Tercero, si en la primera parte del período objeto de estudio, esto es, entre 1973 y 1982, se gestó el gravísimo problema financiero de las empresas eléctricas —un endeudamiento cuya unidad de medida eran los billones (de pesetas)—, en la segunda, a partir de 1983 —con el protocolo de acuerdo entre éstas y la Administración y la puesta en marcha del programa financiero—, se sentaron las bases para su superación. De ahí nació un nuevo esquema regulatorio del sector que reposaba en dos pilares fundamentales: desde 1985, en la explotación unificada del sistema eléctrico español bajo la coordinación de una sociedad de capital público mayoritario, Red Eléctrica de España, y, desde 1988, en el establecimiento de un Marco Legal y Estable cuya clave de bóveda era el nuevo sistema de retribución a las empresas a través de la tarifa. Marco de relaciones entre el Estado y la industria eléctrica que trasciende al período de estudio de este capítulo y que se extiende hasta 1994/1997, cuando la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, primero, y la Ley del Sector Eléctrico, de un modo ya más resuelto y definitivo, introducen elementos sustanciales de liberalización, en línea con la Directiva comunitaria para el desarrollo del mercado interior de la electricidad.
- Cuarto, y pese a esta reforzada regulación, la intervención estatal en estos años —incluso teniendo en cuenta la creación de Red Eléctrica de España o la posición de peso alcanzada por Endesa— no estuvo guiada por un propósito último nacionalizador, sino que se desarrolló, más bien, sobre una base de consenso con los intereses privados. En cierto modo, las medidas entonces adoptadas, y redondeadas finalmente en el Marco Legal y Estable, sirvieron para el rescate financiero de unas empresas cuya naturaleza privada no se puso en cuestión en ningún momento.
- Quinto, lo que sí alentó esta nueva ordenación del sector eléctrico —a la vez que dejaba en suspenso cualquier atisbo de competencia— fue una intensa recomposición empresarial, con una empresa pública más fuerte, pero que iniciaba, al concluir este período, su proceso de privatización, y unas compañías privadas, a su vez, más

concentradas. Al sector no le salió finalmente la «tercera pata» que algunos atisbaban —por fusión de Unión Eléctrica e Hidrocantábrico—, pero sí se conformaron dos grandes grupos, Endesa y, tras su fusión, Iberduero, que concentraban cerca de las cuatro quintas partes del negocio, tanto de generación como de distribución. Esta estructura empresarial se ha mantenido desde entonces con cambios relativamente limitados.

- Y, sexto, aunque la dinámica de este período contraste con la del siguiente, ya en el decenio de 1990, cuando se fueron poniendo las bases de la liberalización del sector y de la *retirada* del Estado como agente directo dentro del sistema, en línea, ahora sí, con las directrices comunitarias, lo sucedido en este período no deja de ser crucial para entender ese proceso posterior. Sin el saneamiento financiero de unas empresas ahogadas por la deuda, la optimización de su funcionamiento conjunto, una primera ruptura, en la fase de transporte en alta tensión, de su completa integración vertical, el reforzamiento estratégico de la «pata» de Endesa, la mayor objetivación de la tarifa, etc., difícilmente las cosas se hubieran desarrollado luego como lo hicieron. He aquí, pues, la clave quizá principal para interpretar con perspectiva la evolución del sector eléctrico español en el período —«de la crisis al ajuste»— de 1973 a 1991.

Notas

- 1 En efecto, el consumo energético español se triplicó entre 1960 y 1975, sustituyéndose la primacía del carbón por la del petróleo, cuyo suministro del exterior, barato y masivo, aportó una fracción esencial de esos requerimientos crecientes, hasta llegar a cubrir, al final del período, casi las tres cuartas partes del consumo total de energía primaria. Véase Sudrià (1993).
- 2 Quizá una de las más llamativas discordancias del período sea, como denunció repetidamente en sus *Memorias* anuales el Banco de España, que los costes salariales siguieran creciendo en España, hasta bien entrado el decenio de 1970, por encima de los propios costes de la energía, incentivando, así, la sustitución de mano de obra por procesos productivos intensivos en energía.
- 3 Ciclo expansivo al que tampoco fue ajeno, aunque ahora en un sentido positivo, el sector energético: si, a finales de los setenta y primeros ochenta, las importaciones netas de hidrocarburos llegaron a suponer más de un tercio de las exportaciones españolas, en la segunda mitad de la década —ya desde 1986, y así hasta el final del período aquí considerado— esa factura petrolera, dependiente tanto del consumo como de los precios internacionales de los hidrocarburos y del tipo de cambio de nuestra moneda frente al dólar, retornó a los niveles relativos de 1973, esto es, en torno del 10% de las exportaciones.
- 4 Conviene cotejar en este punto, no obstante, dos perspectivas, en buena parte contrapuestas, del verdadero problema energético español en relación con la dependencia de fuentes foráneas: las de Fanjul (1991) e Iranzo (1992).
- 5 Aunque deba reconocerse que en el período aquí considerado las expectativas creadas sobre la inminencia de un Mercado Único de la Energía —y, dentro de él, el de la Electricidad— a raíz del *Libro Blanco sobre la realización del mercado interior* [COM (85) 310 final, 14 de junio de 1985], de la firma del Acta Única Europea en 1986 o de la primera mención al tema que se hizo el Consejo Europeo celebrado en Rodas a finales de 1998, no pasaron de ser un desiderátum con muy escasa concreción y carente de horizontes bien definidos. Si acaso, hubo que esperar a 1990 para contar con dos

- Directivas relativas al tránsito de electricidad por las grandes redes y a la transparencia de precios, y hasta octubre de 1991 para que se diera la Decisión adoptada por la Comisión Europea —y ratificada por el Consejo— de liberalizar el sector eléctrico en Europa y desarrollar el mercado interior de la electricidad. Véase, para un estado de esta cuestión al final del período, Pérez Simarro (1991), pp. 155-166; y, con alguna mayor perspectiva, Fernández de la Buelga (1994b), pp. 123-145.
- 6 Calculado, para facilitar la comparación *europea* con la siguiente tasa, a partir de los datos de la Agencia Internacional de la Energía, *Energy balances of OECD countries*.
 - 7 Véase, para una síntesis de las líneas básicas y de las previsiones de los sucesivos planes energéticos, Cortina García (1995), pp. 45-70.
 - 8 Que suplió con creces la paralela reducción a la mitad, en el PEN 78, del programa nuclear previo.
 - 9 El resultado explosivo de unas previsiones de aumento anual acumulativo de la demanda de energía del 7% hasta 1985, y del 6% en términos del PIB, conforme a las estimaciones del III Plan de Desarrollo Económico y Social, y ello a pesar de una relativamente modesta previsión de la elasticidad del consumo energético en relación con el PIB (1,02).
 - 10 Los de Almaraz (1981), Ascó I (1983), Cofrentes (1984), Ascó II (1985), Vandellós II (1987) y Trillo (1988).
 - 11 Véase Fabra Utray (1986), pp. 65-73. Por otro lado, San Pedro (1986), pp. 85-93, cifra en el 4% de la facturación del sector el coste, ajeno a los de explotación, causado por este sobreequipamiento eléctrico a mediados del decenio de 1980.
 - 12 Sobre el «problema de Lemóniz», crucial para Iberduero —que había emprendido, con gran lógica estratégica, su propia «apuesta nuclear» a partir de mediados de los setenta—, véanse las páginas dedicadas en esta misma obra al detalle de los acontecimientos.
 - 13 Estas diferencias de *estructura* entre las empresas del sector eléctrico español tienen su origen en dos factores: por un lado, los diferentes costes de inversión y de funcionamiento de los distintos tipos de centrales que componen el parque generador de cada una; por otro, la composición desigual de su cartera de clientes, básicamente divididos en residenciales e industriales. Ambos factores dan lugar, respectivamente, a las *compensaciones de generación* y a las *compensaciones de mercado*. Antes de la entrada en funcionamiento del Marco Legal y Estable —uno de cuyos objetivos era, precisamente, el de asegurar la recuperación de las inversiones en activos fijos— existía también una *cuota de potencia* que trataba de cubrir las diferencias debidas a la capacidad de generación *sobrante* de unas empresas, frente al *déficit* de otras, lo que requería repartir el coste fijo de las instalaciones entre todas las compañías que precisaban de ellas para atender a su demanda. Véase Vila Despujol (1986), pp. 99-107.
 - 14 Básicamente, tras el *Protocolo de acuerdo* suscrito el 6 de mayo de 1983 entre el Ministerio de Industria y Energía y las principales empresas del sector, en el que aquél se comprometía a practicar «una política tarifaria que permita una rentabilidad suficiente a las empresas y garantice la remuneración de los capitales invertidos», al tiempo que se dibujaban las reformas subsiguientes, comenzando por la nacionalización de la red de alta tensión. A partir de aquí, la Ley 49/1984, de 26 de diciembre, estableció la explotación unificada del sistema eléctrico nacional a través de una red de alta tensión concebida como un «servicio público de titularidad estatal» (lo que requirió, poco después, la constitución, por Real Decreto 91/1985, de 23 de enero, de la nueva sociedad —con participación de las eléctricas privadas, pero bajo control público— titular de las redes de alta tensión y gestora de la explotación coordinada de todo el sistema: Red Eléctrica de España); también en 1984 se estableció un nuevo sistema de compensaciones entre empresas y quedó sancionada, en marzo, la «moratoria nuclear» prevista en el Plan Energético Nacional de 1983 (Lemóniz I y II, Valdecaballeros I y II y Trillo II); y a finales de 1985 —de hecho, el 31 de diciembre— se acordó el intercambio de activos entre las principales compañías del sector, necesario para equilibrar sus dispares estructuras productivas y de mercado y, sobre todo, adecuar los niveles de deuda de cada empresa a su generación de ingresos, con el fin último de restablecer el equilibrio económico-financiero del conjunto del sector. Medidas, todas ellas, que prepararon el terreno para el remate final del Marco Legal Estable, tal y como quedó definido en el Real Decreto 1538/1987.
 - 15 Retribución que debía calcularse, a tenor del Real Decreto 1538/1987, «sobre la base de un tipo de interés monetario que [fuera] un indicador adecuado a la previsión de los precios en los mercados de

- capitales en que se desenvuelve el sector y del coste de oportunidad de los fondos invertidos en el sector eléctrico». Pero esta tasa de retribución anual vino a constituir una piedra de discordia entre las empresas y la Administración, por considerar aquellas que tendía a alejarse, en realidad, del coste de financiación. Era la que, aplicada sobre el valor de unos costes estándar inicialmente reconocidos y actualizados cada año, servía para determinar la anualidad financiera que debía cubrir el coste de las inversiones realizadas, esto es, la amortización y el coste del capital. Anualidad financiera, por otro lado, distinta de la contable, más *aplanada* en el tiempo —lo que hacía que en los primeros años de una instalación el coste retribuido por la tarifa en concepto de amortización y gastos financieros fuera inferior al coste contable—, y que requería la creación por parte de las empresas, bajo ciertas condiciones, de cuentas especiales de diferimiento de costes para las instalaciones complejas especializadas. Sobre los detalles técnicos que dificultaban la objetivación de una tasa que suponía «resumir en un solo dato una compleja realidad financiera en cuanto a estructura temporal de tipos de interés, vencimientos, divisas, instrumentos, coberturas...», véase Rojas (1994), pp. 249-271.
- 16 De hecho, la explotación unificada del sistema eléctrico nacional, concebida como «un servicio público de titularidad estatal», debía, de acuerdo con la citada Ley 49/1984, «asegurar la optimización del conjunto de las instalaciones de producción y transporte y la garantía de seguridad y servicio, de forma que se contribuya a la consecución de un mínimo coste medio total de abastecimiento del mercado nacional, conforme a las directrices de la política energética...».
 - 17 Como señalara la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional en sus Documentos sobre el Proyecto de Ley del Sector Eléctrico. Documento núm. 3, fechado en julio de 1997, «el objetivo último del Marco Legal y Estable no era sino asegurar el equilibrio de las cuentas financieras de las empresas, garantizar una recuperación de las inversiones primando la recuperación de los costes fijos y, en definitiva, sanear las cuentas de las empresas».
 - 18 Véanse las páginas que dedica, bajo este mismo rótulo, Martínez Muñoz (1991), pp. 352-361. La nómina de privilegios denunciados es amplia, pero puede resumirse en tres: a) la remuneración de los activos de producción de Endesa está primada con un sobreprecio inicial que se perpetúa bajo el Marco Legal y Estable, de modo que esta compañía viene a recibir, ella sola, el 60% de los incrementos de tarifa anualmente aprobados; b) la valoración de los activos fijos de Endesa se beneficia de grandes sobreestimaciones, en comparación con el resto de empresas del sector, y c) situada fuera del régimen general de compensaciones interempresariales, Endesa recibe el pago pronto, asegurado y completo de su energía. Igualmente, en el análisis de la trayectoria empresarial de Iberduero y de Hidroeléctrica Española en este período el lector encontrará múltiples referencias al respecto.
 - 19 Red Eléctrica de España, que por entonces respondía al acrónimo mercantil de Redesa (y no el actual REE), tenía las funciones de optimización de las instalaciones de producción y transporte; explotación y desarrollo de la red de alta tensión; coordinación del funcionamiento —y mantenimiento— de todas las instalaciones de producción y transporte; la realización de intercambios internacionales de electricidad precisos y, en fin, la garantía de la calidad y seguridad del servicio.
 - 20 De modo detallado, véase Beato (1985), pp. 37-44, donde se enumeran las diversas ventajas que se siguen de una explotación unificada de este tipo. En todo caso, Red Eléctrica de España tenía que contar con algunas restricciones operativas «externas» en su labor coordinadora y optimizadora del sistema. Fabra Utray (1986), las resume en cuatro: a) de tipo social, en particular las que obligaban a utilizar centrales que consumieran carbón nacional; b) las derivadas de las rigideces en la red de alta tensión; c) las impuestas por la política medioambiental, y d) la garantía de suministro, que supone que la cantidad total de producción está externamente determinada.
 - 21 Los diez subsistemas reconocidos a la entrada en vigor del Marco Legal y Estable eran: Iberduero, Hidroeléctrica Española, Unión Eléctrica-Fenosa, Sevillana, Fecsa, Enher, Hidroeléctrica del Cantábrico, Electra de Viesgo, Hidruña y Erz. Además, estaban Gesa y Unelco, que prestaban servicio en Baleares y Canarias, respectivamente. Y, como caso aparte, Endesa, teóricamente sólo productora —y, por tanto, no integrada en ningún subsistema—, pero presente en la distribución a través de un grupo de empresas participa-

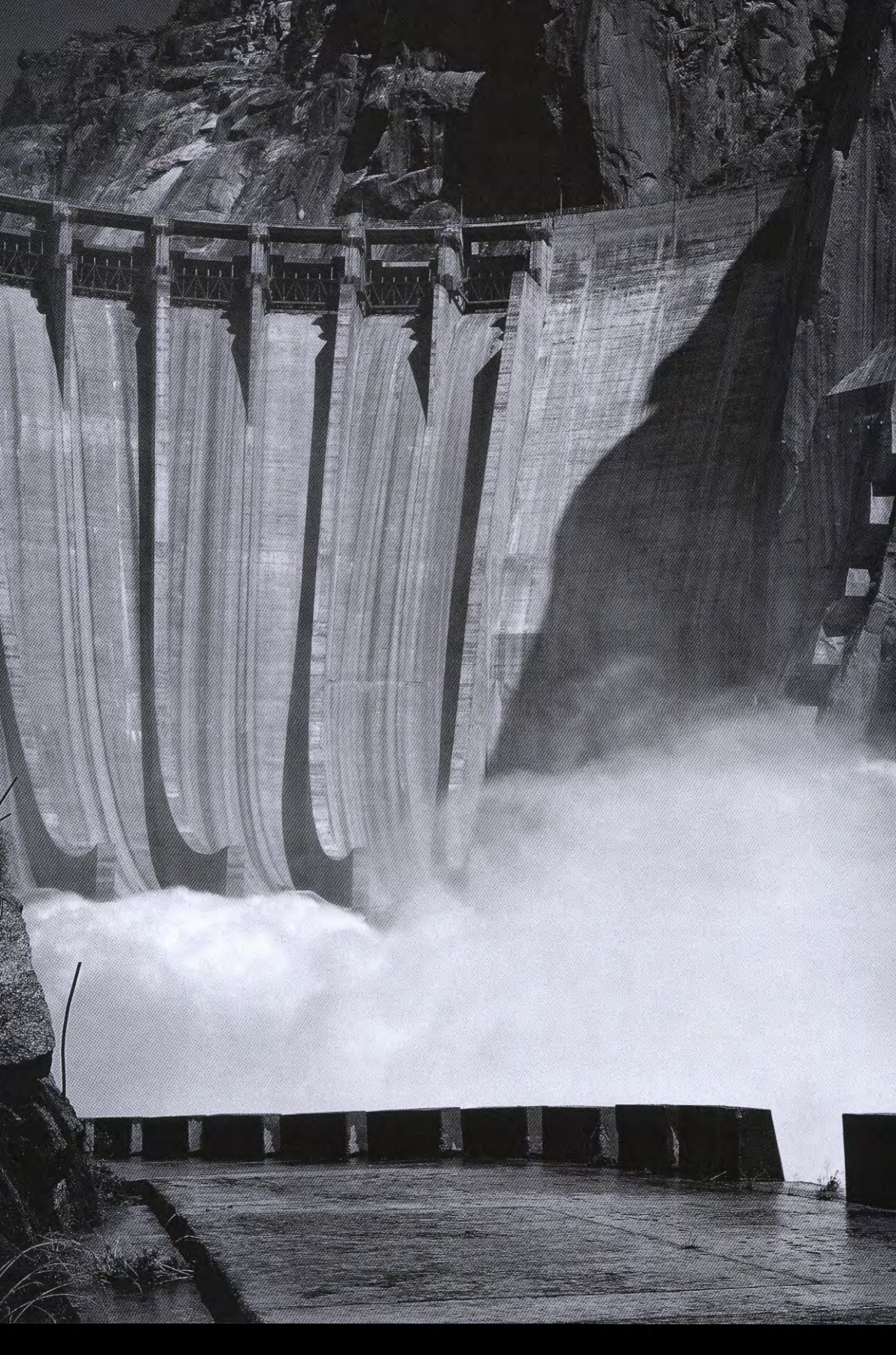
- das que terminaría integrando en su grupo: desde 1983, en Enelco, Gesa y Enher; desde 1986, merced al intercambio de activos —véase *infra*—, con una posición de control consolidada en Erz; y, desde 1991, en Electra de Viesgo y con sustanciales paquetes de control en Sevillana y Fecsa.
- 22 Al tiempo, algunas empresas generaban excedentes que debían ser transferidos a las deficitarias a través de un complejo sistema de compensaciones.
- 23 Aunque tampoco faltarán acusaciones de arbitrariedad en este punto. Entre las más suaves, las de Muñoz Machado y Baño León (1991), p. 380: «De modo que la retribución de las empresas se calcula de acuerdo con un coste estándar en cuya fijación muy probablemente no sólo han influido criterios de mercado sino criterios de política económica en el marco del saneamiento global del sector».
- 24 Véanse Rodríguez Romero y Castro (1994), pp. 161-183; y Arocena y Rodríguez (1998), pp. 61-84.
- 25 Endesa adquirió el 40% de Ascó I a Fecsa, el mismo porcentaje de Ascó II a Enher, el 54, 8 y 10% de Vandellós II a Enher, Fecsa y Fuerzas Hidroeléctricas del Segre, respectivamente, el 33% de la térmica de Anllares y de los sistemas hidráulicos del Eume y de Bibey-Jares a Unión Fenosa; y porcentajes en torno del 20 y del 22% de Erz a Fecsa e Iberduero, respectivamente. Al tiempo, vendió el 13% de Trillo I a Iberduero, y el 7% a Hidrocarbónico, así como la tercera parte tanto de la térmica Litoral I como de las acciones de Pucarsa, empresa explotadora del puerto de Carboneras, en ambos casos a Sevillana. La otra gran eléctrica protagonista en este intercambio de activos, Iberduero, además de las operaciones reseñadas con Endesa, compró a Unión Fenosa parte de las nucleares de Almaraz y de Trillo I, así como los mercados de Ávila-Madrid y León-Palencia. El detalle de todos estos intercambios de activos puede hallarse en la *Memoria estadística de Unesa* de 1986. Véase, asimismo, Maestre Miranda (1988).
- 26 Véase San Pedro (1986).
- 27 Véanse Blázquez Torres (1988), pp. 97-98, y Fuster (1988), pp. 37-38.
- 28 Y es éste el momento, como señala Isusi (1988), pp. 103-106, en que se rompe también la *regla de oro de los tres tercios* que habían venido practicando las eléctricas en la financiación de sus inversiones, «de una forma equilibrada entre ampliaciones de capital, autofinanciación y financiación ajena, fundamentalmente en forma de obligaciones a largo plazo».
- 29 Lo que no significa que las empresas mantuvieran en todo momento un frente común, pese al indudable papel catalizador de Unesa. No puede dejar de citarse aquí lo que el lector encontrará en las páginas específicamente destinadas a la trayectoria empresarial de Iberduero en este período: y es que, para su presidente, a la altura de 1983, había más problemas dentro del sector que entre éste y la Administración.
- 30 «[...] [S]in que nadie lo nacionalice por motivos políticos, el sector eléctrico parece abocado a ir entrando progresivamente en la órbita pública. [...] [E]l sector sólo genera recursos para pagar los intereses del exigible ajeno, pero no para su reembolso. [...] [E]l sector eléctrico español reparte ritualmente dividendos del 10% neto, lo que no sólo implica repartir un beneficio que realmente no existe, sino que impide que su autofinanciación alcance un nivel más razonable». Véase Sánchez-Real, Mestre y Gallego Málaga (1980), p. 34. Sobre el dividendo casi «intocable» de las empresas eléctricas españolas y su peculiar forma, a partir de éste, de elaborar las cuentas de explotación, a pesar del deterioro, en buena parte del período, de los márgenes empresariales, véase igualmente Berges (1985), pp. 53-60.
- 31 Tres factores principales destaca Ontiveros (1986), pp. 79-83, en la gestación de este deterioro, aun reconociendo las heterogéneas circunstancias de unas y otras compañías: a) una planificación y una regulación ineficaces en el pasado no inmediato; b) una gestión empresarial en algunos casos poco adecuada, y c) un entorno económico poco favorable. De entre las características de la estructura financiera del sector, se destaca, sobre todo en el caso de las empresas más intensamente inversoras, el claro dominio de los recursos ajenos —no siempre ajustados, además, a los flujos obtenidos por las correspondientes inversiones—, al tiempo que una escasa generación de autofinanciación, un aspecto muy relacionado con la inelástica política de dividendos reseñada en la nota anterior. Para un diagnóstico extraordinariamente ajustado de esta conjunción de factores, véase Garrido (1988), pp. 87-89.
- 32 «A diciembre de 1985, el sector eléctrico debía a acreedores externos 8.100 millones de dólares, equivalentes al 28% de toda la deuda externa del

- país. Pero si desagregamos la deuda pública, el sector eléctrico totaliza el 72% de toda la deuda externa privada». *Ibidem*, p. 80.
- 33 Véase Torrero (1986), pp. 95-98.
- 34 El dólar llegó a alcanzar en 1985 un cambio de 192 pesetas.
- 35 De hecho, ha sido posible detectar aumentos de eficiencia significativos —cifrados en un ahorro de costes variables próximo al 3% entre 1985 y 1992— por el cambio tecnológico que supuso en el decenio de 1980 la sustitución de fuelóleo por carbón y combustible nuclear. Véase Sánchez Núñez (1993). Ese porcentaje venía a suponer unos 8.400 millones de pesetas al año, muy parecido a los 7.300 millones estimados por un estudio de Red Eléctrica de España para 1994. Véase Fabra (1994), pp. 147-155.
- 36 Llegó a cifrarse en 600.000 millones de pesetas el volumen aproximado de deuda generada por las centrales nucleares en moratoria. Véase Zurutuza Reigosa (1988), pp. 91-95.
- 37 Véanse los detalles de su planteamiento e inicial desarrollo en Ontiveros y Valero (1985), pp. 45-52. El Programa financiero consistió, en esencia, en aplicar una parte de la recaudación de la tarifa a fines que mejorasen la estructura financiera del sector.
- 38 Véase Rodríguez Romero (1999), pp. 121-132.
- 39 Para una síntesis del *estado* —inestable, pero ya muy encarrilado— del sector eléctrico a la altura de 1991, con un muy ajustado planteamiento de todos sus grandes temas de entonces (nuevo Plan Energético Nacional, creación de Iberdrola, tomas de posición de Endesa, reordenación del mercado catalán, intercambios de activos, papel de Red Eléctrica de España, entrada de capitales extranjeros, Ley eléctrica en ciernes...), véase Maestre Miranda (1991/1992), pp. 306-316.
- 40 Con el resultado de un poder de gestión ampliamente disociado del riesgo del capital invertido en acciones, comúnmente repartido entre un gran número de pequeños inversores. De ahí el término de «papel de viudas» con que llegó a denominarse a las acciones eléctricas en la jerga bursátil. Véase A. Torrero (1986).
- 41 «[...] [C]uando se tiene en cuenta el tamaño de la deuda del sector eléctrico se percibe que, por mucha buena voluntad que trate de poner el sistema bancario, su capacidad de absorber riesgo eléctrico es limitada y muy inferior, en todo caso, a las necesidades financieras del sector». Véase Cuervo-Arango (1991), quien comprueba con sorpresa, a partir de los datos de Mato (1990), cómo «el sector eléctrico es el que menor porcentaje de deuda bancaria tiene entre el conjunto de los sectores productivos». Lo que explica, además, entre otras cosas, su inclinación a la financiación en el exterior o su creciente participación, en el decenio de 1980, en los mercados de activos financieros, contribuyendo de un modo muy destacado al desarrollo de algunos de ellos, como el de pagarés de empresa (en el que los bancos, eso sí —intermediando la desintermediación—, ejercían un papel muy activo en la colocación de estos activos hacia sus clientes, como sustituto o complemento de sus carteras crediticias). Véase, sobre este último punto, Valle-Iturriaga (1991), pp. 335-352.

Bibliografía

- Arocena, P. y Rodríguez, L. (1998), «Incentivos en la regulación del sector eléctrico español (1988-1995)», en *Revista de Economía Aplicada*, n.º 18 (vol. VI), pp. 61-84.
- Arraiza, J. M. (1994), «Nuevas inversiones en el sector eléctrico español en la perspectiva del año 2000», en Fernández de la Buelga, Ontiveros y Rojas (1994).
- Beato, P. (1985), «Nueva organización de la explotación del Sistema Eléctrico en España», en *Economía Industrial*, n.º 243, mayo-junio, pp. 37-44.
- Berges, Á. (1985), «El sector eléctrico español y el mercado de valores», en *Economía Industrial*, n.º 243, mayo-junio, pp. 53-60.
- Blázquez Torres, L. (1988), «Banca-eléctricas: situación y retos», en *Economía Industrial*, n.º 261, mayo-junio, pp. 97-98.
- Cortina García, J. (1995), «La planificación energética en España», en *Economía Industrial*, n.º 302, pp. 45-70.
- Cuervo-Arango, C. (1991), «Una perspectiva bancaria en conexión con la situación y desenvolvimien-

- to de la industria eléctrica», en Fernández de la Buelga *et al.* (1991), pp. 323-328.
- Fabra, J. (1986), «Sector eléctrico: costes de generación y restricciones sociales», en *Economía Industrial*, n.º 250, julio-agosto, pp. 65-73.
- Fabra, J. (1994), «El Mercado Único de la Energía y el sector eléctrico», en Fernández de la Buelga, Ontiveros y Rojas (1994), pp. 147-155.
- Fanjul, Ó. (1991), «¿Cuál es nuestro problema energético?», en *Papeles de Economía Española. Suplementos sobre el Sistema Financiero*, n.º 33.
- Fernández A. (1994), «Condiciones financieras del sector eléctrico», en Fernández de la Buelga, Ontiveros y Rojas (1994), pp. 240-250.
- Fernández de la Buelga, L. (1994a), «La industria eléctrica en Asturias», en *Economía y empresa en Asturias*, Civitas, Madrid.
- Fernández de la Buelga, L. (1994b), «La integración del mercado comunitario de la electricidad. Un balance», en Fernández de la Buelga, Ontiveros y Rojas (1994), pp. 123-145.
- Fernández de la Buelga, L., *et al.* (1991), *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Colegio de Economistas de Madrid.
- Fernández de la Buelga, L., Ontiveros, E., y Rojas, A. (1994), *El sector eléctrico del año 2000*, Civitas, Madrid.
- Fuster, F. (1988), «Los retos del futuro para la empresa eléctrica», en *Economía Industrial*, n.º 261, mayo-junio, pp. 37-38.
- Garrido, J. (1988), «Situación financiera del sector eléctrico español», en *Economía Industrial*, n.º 261, mayo-junio, pp. 87-89.
- Iranzo, J. E. (1992), «El sector energético español», en *Papeles de Economía Española*, n.º 50.
- Isusi, C. J. de (1988), «Aproximación a la futura estructura financiera del sector energético», en *Economía Industrial*, n.º 261, pp. 103-106.
- Maestre Miranda, F. (1988), «Análisis de la evolución reciente del sector eléctrico español. Significación de las empresas públicas», en *Economía Industrial*, n.º 262, julio-agosto, pp. 97-116.
- Maestre Miranda, F. (1991/1992), «El sector eléctrico español», en *Economistas*, n.º 52, extra, diciembre-enero, pp. 306-316.
- Martínez Muñoz, J. L. (1991), «El sector eléctrico en España», en *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, n.º 4, pp. 352-361.
- Mato, G. (1990), *Estructura financiera y actividad real de las empresas industriales*, Fedea, Documento de trabajo 90-09, Madrid.
- Muñoz Machado, S., y Baño León, J. M. (1991), «La intervención administrativa en el sector eléctrico: exigencias constitucionales y comunitarias frente a una futura reforma legislativa», en *Revista del Instituto de Estudios Económicos*, n.º 4, p. 380.
- Ontiveros, E. (1986), «Desequilibrios en la estructura financiera del sector», en *Economía Industrial*, n.º 250, pp. 79-83.
- Ontiveros, E., y Valero, F. J. (1985), «El Programa financiero del sector eléctrico», en *Economía Industrial*, n.º 243, mayo-junio, pp. 45-52.
- Pérez Simarro, R. (1991), «El mercado único de la energía», en Fernández de la Buelga *et al.* (1991), pp. 155-166.
- Rodríguez Romero, L. (1999), «Regulación, estructura y competencia en el sector eléctrico español», en *Economistas*, n.º 82, diciembre, pp. 121-132.
- Rodríguez Romero, L., y Castro, F. (1994), «Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿una falsa competencia referencial?», *Cuadernos Económicos de Información Comercial Española*, n.º 57 (2), pp. 161-183.
- Rojas, A. (1994), «La tasa de retribución del sector eléctrico en el marco legal estable», en Fernández de la Buelga, Ontiveros y Rojas (1994), pp. 249-271.
- San Pedro, J. L. (1986), «Análisis económico y financiero del sector eléctrico», en *Economía Industrial*, n.º 250, julio-agosto, pp. 85-93.
- Sánchez Núñez, P. (1993), *La eficiencia del sector eléctrico español, 1979-1991*, Banco de España, Documento de Trabajo núm. 9309, mayo.
- Sánchez-Real, A., Mestre, M. C., y Gallego Málaga, M. (1980), «El sector eléctrico, entre la racionalización y la nacionalización», en *El País*, 16 de julio, p. 34.
- Sudrià, C. (1993), «El sector energético: condicionamientos y posibilidades», en J. L. García Delgado (dir.), *España, economía*. Edición aumentada y actualizada, Espasa Calpe, Madrid.
- Torrero, A. (1986), «El sector eléctrico en la Bolsa», *Economía Industrial*, n.º 250, pp. 95-98.
- Valle-Iturriaga, R. del (1991), «Innovación financiera y modelos de relación banca-industria eléctrica», en Fernández de la Buelga *et al.* (1991), pp. 335-352.
- Vila Despujol, M. (1986), «Flujos internos entre las empresas del sector eléctrico», en *Economía Industrial*, n.º 250, pp. 99-107.
- Zurutuza Reigosa, E. (1988), «La estructura financiera de la empresa eléctrica ante el Mercado Único Europeo», en *Economía Industrial*, n.º 261, mayo-junio, pp. 91-95.



LAS ESTRATEGIAS PRODUCTIVAS, FINANCIERAS E INSTITUCIONALES DE IBERDUERO

Josean Garrués

PROFESOR TITULAR DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
UNIVERSIDAD DE GRANADA

INTRODUCCIÓN

Descrito el desarrollo del sector, el objeto de este capítulo es conocer cuáles fueron las estrategias que adoptó Iberduero en una etapa especialmente relevante para el desarrollo del sector eléctrico español. No en vano, el sector tuvo que adaptarse a las nuevas condiciones establecidas por la crisis energética y económica y a la creciente intervención ejercida por la Administración del Estado. En este último sentido, se pasó de un régimen de autorregulación empresarial, que venía desarrollándose desde 1944 a través de Unesa, a un férreo sistema de regulación en función de la política energética de los diferentes gobiernos.

En la medida en que éstos son los precedentes del sistema eléctrico actual, los estudios jurídicos y económicos realizados han sabido mostrar adecuadamente (desde un punto de vista macroeconómico y a corto plazo) las principales virtudes y defectos de este proceso de transformación. Pero se adolece de estudios (microeconómicos y a largo plazo) que identifiquen los mecanismos que operaron en la toma de decisiones de las empresas y de la Administración¹, y, sobre todo, de la dialéctica establecida entre ambas instituciones, que en última instancia explica los diferentes modelos de desarrollo que se fueron adoptando.

Aunque Iberduero tuvo un estrecho margen de maniobra para su desarrollo², en su actuación se pueden distinguir dos líneas estratégicas bien diferenciadas: la relacionada con actuaciones de orden interno, aquellas que tienen que ver con la optimización del ciclo del producto y los resultados, y la asociada a desempeños de orden externo, las vinculadas a su entorno sectorial e institucional.

En el primer caso, la preocupación de Iberduero se centró, de un lado, en adaptar sus estructuras productivas y económico-financieras a los efectos del cambio originado por la crisis energética y económica y su posterior recuperación, y, de otro, en la respuesta dada a la creciente regulación establecida por el Estado³.

Habida cuenta de que tanto las decisiones de producción y financieras estaban en última instancia fuertemente constreñidas por esta intervención, Iberduero desplegó su mayor esfuerzo en condicionar, modular y matizar el sistema regulatorio⁴. En términos generales, la canalización de estas estrategias se realizó, dado el carácter oligopolizado del sector, a través de Unesa. Pero la peculiaridad de cada firma, la especificidad económica del período y la intensificación de la regulación permiten reconocer, dentro del frente común, actuaciones singulares de gran interés para comprender y valorar la dinámica empresarial hasta el momento poco conocida⁵.

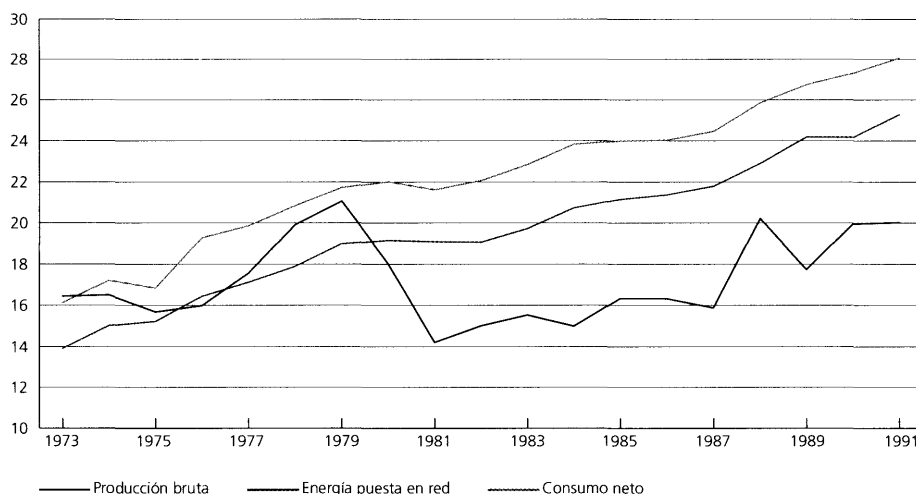
En definitiva, si en el capítulo anterior se estudian las condiciones de un sector fuertemente regulado, en el presente se expondrán los resultados de esta regulación «tradicional»⁶ sobre Iberduero y sus respuestas.

De acuerdo con lo explicado, la estructura de este capítulo se corresponde con las dos líneas de actuación señaladas. En un primer momento se hablará de la toma de decisiones adoptadas por esta compañía respecto al servicio prestado a sus clientes y accionistas, y posteriormente de su percepción y actuación ante los cambios del marco de regulación.

Evidentemente, esta división es meramente expositiva puesto que, como se verá, existe una interrelación compleja entre los agentes económicos —empresas y regulador—, sus relaciones y el entorno económico e institucional cambiante.

Este mismo argumento expositivo justifica, también, que el esquema diseñado se repita en el siguiente capítulo, pero al mismo tiempo que se diferencie su desarrollo en atención a la problemática específica de cada firma. Las recurrencias que se puedan encontrar entre ambos capítulos obedecen, por lo tanto, al propósito de conceder a cada uno una coherencia propia que permita una lectura independiente, si bien la mejor comprensión de cuanto se trata resulta de una interpretación completa de la obra y, en particular, de su parte IV.

GRÁFICO 1 Evolución de la electricidad puesta en red, 1973-1991 (miles de GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero (1973-1990)* e *Iberduero (1973-1990)*, Datos estadísticos.

1 EL LARGO CAMINO HACIA LA DIVERSIFICACIÓN PRODUCTIVA

La energía puesta en red por Iberduero, aun siendo muy importante dentro de España en la etapa considerada (el 21,7% en 1973 y el 17,9% en 1991), tuvo un crecimiento inferior (3,1% anual acumulado) a la media española (4,2%). La razón de esta diferencia se sustancia en un menor dinamismo de su mercado de consumo (3,4%), que, por otro lado, fue cubierto por un aumento significativo de la compra de energía a terceros (15,2%), porque las aportaciones de la producción propia fueron relativamente poco relevantes (1,1%).

A pesar de ello, la producción de Iberduero pasó de 16,4 miles de GWh en 1973 a 20 en 1991, como consecuencia de la puesta en explotación de nuevas centrales, que cambiaron la estructura de su oferta. En efecto, si en 1973 dos tercios de la energía producida se obtenían de los aprovechamientos hidroeléctricos y el resto de las centrales térmicas convencionales, en 1991 la energía nuclear cobraba un nuevo protagonismo, con algo más de un tercio de la producción, en detrimento de las demás.

Con todo, la hidroelectricidad siguió siendo la fuente básica de producción de la empresa. La diferencia residió, sin embargo, en que, dada su irregularidad, hasta 1985 fue complementada mediante la energía térmica clásica y desde entonces sobre todo con la nuclear, a la que habría que sumar la comprada a terceros, especialmente importante desde 1981. De este modo, la energía nuclear antes de 1987 tuvo una función auxiliar, en cuanto que su principal misión fue cubrir los gastos energéticos de las centrales de bombeo, que se utilizaron para corregir los años de hidraulicidad deficiente y optimizar al máximo el sistema eléctrico.

Los cambios de la oferta eléctrica de Iberduero, como sucede en otras firmas eléctricas en esta etapa, responden a la toma de decisiones acometidas con el fin de responder a una coyuntura económica y empresarial de gran incertidumbre⁷.

Las consecuencias de la crisis del petróleo se hicieron presentes ya a finales de 1973. Según el director general de Iberduero, a mediados de noviembre de este año, la situación internacional hizo que la empresa orientara su explotación «a una mayor producción hidroeléctrica y al pleno funcionamiento de las centrales térmicas que quema(n)[ban] carbón y de las centrales nucleares, debido a las restricciones que (es) [fue] preciso implantar en el consumo de fuel-oil para prevenir cualquier situación en el suministro de cru-dos»⁸. Ante esta situación, la especialización hidroeléctrica de la compañía le permitió jugar con ventaja frente a otras eléctricas, dado que pudo utilizar inicialmente las reservas hidráulicas de algunos de sus importantes embalses para atender a su mercado e incluso asistir los déficit de otras compañías.

En este contexto, los directivos de Iberduero prestaron gran atención a la terminación de las ampliaciones de algunos importantes saltos ya comenzados (Villarino, 270 MW; Castro, 110 MW; y Conso, 228 MW), al inicio de otros vinculados a centrales de bombeo puro (Villacampo, 110 MW), e incluso a la modernización de pequeños y medianos saltos⁹.

Pero conscientes de las limitaciones de los recursos hidráulicos, tras conocer un informe detallado sobre el desarrollo de la energía nuclear en los países más avanzados, el Consejo de Administración de Iberduero llegó a la conclusión de «la necesidad y urgencia en la construcción de estas centrales si se quier(e)[ía] hacer frente a los incrementos de consumo y a las necesidades del desarrollo económico, dada la imposibilidad actual de acudir a otras fuentes energéticas»¹⁰.

Mientras tanto, merced al contrato firmado entre las eléctricas integradas en Unesa y Endesa, Iberduero pudo disponer, desde octubre de 1974, del 25% de la energía vendida por esta última compañía para optimizar sus recursos propios.

Por otra parte, el Decreto 175/1975 establecía un régimen de concierto con el sector eléctrico, cuya finalidad era, mediante incentivos fiscales y crediticios¹¹, potenciar al máximo el empleo de los recursos nacionales en la producción de energía eléctrica (establecidos en el PEN 1975-1985)¹² para garantizar con suficiencia el suministro. Este

TABLA 1 Evolución de la producción, potencia instalada y coeficiente de utilización de Iberduero, 1973-1991 (miles de GWh, miles de MW y horas)

| AÑO | PRODUCCIÓN PROPIA (MILES DE GWH) | | | | POTENCIA INSTALADA (MILES DE MW) | | | | COEFICIENTE DE UTILIZACIÓN (HORAS) | | | |
|------|-------------------------------------|----------------|---------|--------------------|-------------------------------------|----------------|---------|--------------------|---------------------------------------|----------------|---------|--------------------|
| | TOTAL | HIDROELÉCTRICA | CLÁSICA | TÉRMICA NUCLEAR | TOTAL | HIDROELÉCTRICA | CLÁSICA | TÉRMICA NUCLEAR | TOTAL | HIDROELÉCTRICA | CLÁSICA | TÉRMICA NUCLEAR |
| 1973 | 16,4 | 10,7 | 4,5 | 1,2 | 4,6 | 3,1 | 1,3 | 0,2 | 3.570 | 3.507 | 3.438 | 5.157 |
| 1974 | 16,5 | 11,2 | 4,1 | 1,1 | 4,6 | 3,1 | 1,3 | 0,2 | 3.583 | 3.668 | 3.152 | 4.909 |
| 1975 | 15,7 | 8,3 | 6,0 | 1,4 | 4,8 | 3,2 | 1,3 | 0,2 | 3.297 | 2.592 | 4.533 | 6.078 |
| 1976 | 16,0 | 6,6 | 8,0 | 1,4 | 5,0 | 3,4 | 1,3 | 0,2 | 3.217 | 1.918 | 6.068 | 6.235 |
| 1977 | 17,6 | 13,1 | 3,5 | 0,9 | 5,3 | 3,8 | 1,3 | 0,2 | 3.316 | 3.478 | 2.729 | 3.957 |
| 1978 | 19,9 | 15,2 | 3,1 | 1,6 | 5,3 | 3,8 | 1,3 | 0,2 | 3.761 | 4.040 | 2.398 | 6.835 |
| 1979 | 21,1 | 16,7 | 3,2 | 1,2 | 5,3 | 3,8 | 1,3 | 0,2 | 3.979 | 4.433 | 2.449 | 5.117 |
| 1980 | 18,0 | 11,3 | 6,3 | 0,4 | 5,3 | 3,8 | 1,3 | 0,2 | 3.404 | 3.004 | 4.877 | 1.709 |
| 1981 | 14,2 | 6,7 | 5,9 | 1,6 | 5,3 | 3,8 | 1,3 | 0,2 | 2.684 | 1.767 | 4.612 | 6.926 |
| 1982 | 15,0 | 8,9 | 5,1 | 1,1 | 5,3 | 3,8 | 1,3 | 0,2 | 2.835 | 2.346 | 3.923 | 4.761 |
| 1983 | 15,5 | 10,4 | 4,0 | 1,2 | 5,3 | 3,8 | 1,3 | 0,2 | 2.932 | 2.741 | 3.064 | 5.326 |
| 1984 | 15,0 | 11,5 | 2,0 | 1,5 | 5,7 | 3,8 | 1,7 | 0,2 | 2.620 | 3.045 | 1.152 | 6.574 |
| 1985 | 16,3 | 11,8 | 3,6 | 0,9 | 6,0 | 3,8 | 1,7 | 0,5 | 2.705 | 3.129 | 2.092 | 1.689 |
| 1986 | 16,3 | 9,7 | 2,9 | 3,7 | 6,5 | 4,2 | 1,7 | 0,5 | 2.523 | 2.304 | 1.670 | 6.943 |
| 1987 | 15,9 | 9,3 | 2,8 | 3,7 | 6,5 | 4,2 | 1,7 | 0,5 | 2.446 | 2.205 | 1.648 | 6.876 |
| 1988 | 20,2 | 13,1 | 2,1 | 5,1 | 7,0 | 4,3 | 1,7 | 1,0 | 2.869 | 3.037 | 1.204 | 4.954 |
| 1989 | 17,7 | 6,4 | 3,6 | 7,7 | 7,3 | 4,6 | 1,7 | 1,0 | 2.421 | 1.399 | 2.128 | 7.490 |
| 1990 | 20,0 | 9,9 | 3,1 | 7,0 | 7,3 | 4,6 | 1,7 | 1,0 | 2.721 | 2.146 | 1.826 | 6.803 |
| 1991 | 20,0 | 9,6 | 2,8 | 7,6 | 7,3 | 4,6 | 1,7 | 1,0 | 2.731 | 2.092 | 1.630 | 7.439 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990) e *Iberduero* (1973-1990), *Datos estadísticos*.

Decreto se concretó el 22 de octubre con la firma por las partes del Acta general del concierto, y posteriormente con cada empresa mediante Actas específicas.

Según Iberduero, el acuerdo alcanzado con la Administración representaba, de un lado, «un reconocimiento expreso de la eficacia y colaboración de las sociedades privadas en el enfoque y resolución de los problemas nacionales»¹³, pero, de otro lado, los beneficios eran bastante moderados por lo que se refiere al sector hidroeléctrico y en modo alguno limitaba la penalización que la energía hidroeléctrica tenía respecto a la térmica en el sistema de compensaciones establecido entre las empresas para mitigar el sobrecoste del *fuel-oil*¹⁴.

Pero más allá de su valoración general, Iberduero, mediante la llamada Acción Concertada, pensaba aprovechar al máximo todos los recursos hidroeléctricos disponibles en su área de influencia, cifrados en 2.700 MW. Una energía que, por sus especiales características, le permitiría cubrir las puntas de la curva de carga de consumo de su futuro mercado. El 25 de marzo de 1976, por ello, la compañía firmó con la Administración seis actas

para instalaciones que estaban en ejecución: Villarino, Villalcampo, Castro, Lemóniz y Camba-Conso, y el 7 de julio la correspondiente a Adeadávila.

En total, al amparo de la Acción concertada el sector pensaba instalar más de 4.000 MW de potencia, de los cuales el 57% correspondían a centrales hidráulicas, con las máximas desgravaciones y beneficios¹⁵.

A finales de 1977 y en apenas cuatro años, Iberduero consiguió incrementar su potencia hidroeléctrica en un 18% [Tabla 1]. La satisfacción de la empresa era clara porque, como se reconocía en la Memoria de 1978, había conseguido que su estructura productiva alcanzara «unas cotas de bondad indiscutibles» al disponer de un elevado porcentaje de energía hidráulica que «(es)[era] la de mejor calidad y la más difícil de conseguir en un país como (es) el nuestro de muy limitados recursos hidroeléctricos»¹⁶. Un año después, los directivos de Iberduero ratifican las ventajas de su apuesta hidroeléctrica señalando los beneficios que les concedía «la flexibilidad de (nuestro)[su] equipo productor para adecuarse eficazmente a las cambiantes situaciones hidrológicas y de demanda de mercado que se presenta(n)[ban]»¹⁷.

Pero estas positivas valoraciones no sólo manifestaban en años de excelente hidraulicidad (1979), sino que también se extendían a los menos favorables, como 1981. La disposición de embalses hiperanuales no sólo les permitía disponer de las necesarias reservas de garantía y regulación del sistema¹⁸, sino también colocar «la energía de origen hidráulico en las horas punta de mercado aprovechando al máximo su extraordinaria calidad»¹⁹. No en balde, a finales del año citado la energía hidráulica de Iberduero suponía el 44% de la española, lo que proporcionaba, según la empresa, «una gran flexibilidad operativa en la realización de intercambios estacionales y coyunturales, tanto a nivel nacional como a nivel internacional»²⁰.

Al mismo tiempo, la política de sustitución del petróleo como combustible de las centrales térmicas por otro tipo de energías estaba dando sus frutos desde comienzos de los años ochenta. Si en 1976 la producción de las térmicas de fuel de Burceña y Santurce suponía más de 6.000 GWh, en 1984 fue tan sólo 210 GWh. En buena medida esta reducción se debió, por un lado, a la inutilización de Burceña y a la mayor eficacia de la térmica de carbón de Guardo, pero sobre todo a la adquisición de energía de terceras empresas, especialmente de Endesa.

Pese a las indudables ventajas comparativas de la energía hidroeléctrica, Iberduero realizó una apuesta muy decidida por la energía nuclear, con el fin de diversificar su oferta productiva y garantizar el suministro a medio plazo²¹.

El programa nuclear de Iberduero, que compartida con Viesgo desde 1971 la central de Santa M.^a de Garoña (466 MW), teóricamente se completó con Lemóniz y Sayago. Aunque la solicitud para el emplazamiento de la primera central a la Junta de Energía Nuclear se realizó en 1967, el proyecto se relanzó en enero de 1972, cuando Iberduero

TABLA 2 Principales aumentos de potencia de Iberduero, 1973-1991 (MW)

| SISTEMA | CENTRAL | AÑO | POTENCIA (MW) | | |
|-----------------------------------|---------------------------------|---------|---------------|---------|---------|
| Ampliaciones | | | 1973 | 1991 | Nueva |
| Duero | Villarino | 1976/77 | 540,0 | 810,0 | 270,0 |
| Duero | Villalcampo | 1977 | 96,0 | 206,0 | 110,0 |
| Duero | Castro | 1977 | 79,8 | 189,8 | 110,0 |
| Duero | Aldeadávila | 1986 | 718,2 | 1.139,2 | 421,0 |
| Duero | Saucelle | 1989 | 240,0 | 525,0 | 285,0 |
| Nuevas | | | | | |
| Sil | Conso | 1975/76 | | 228,0 | 228,0 |
| Sil | San Martín | 1986 | | 10,0 | 10,0 |
| Duero | Valparaíso | 1988 | | 68,0 | 68,0 |
| Duero | Villalba | 1987 | | 12,6 | 12,6 |
| Hidroeléctrica | | | | | 1.514,6 |
| Ampliación-Intercambio de Activos | | | | | |
| | Terminor (50% hasta 1984; 100%) | 1984 | 74,0 | 498,0 | 424,0 |
| | Almaraz (16,66%) | 1985 | | 310,2 | 310,2 |
| | Trillo (46,5%) | 1988 | | 484,1 | 484,1 |
| Iberduero | | | 4.605,3 | 7.332,2 | 2.726,9 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990) e *Iberduero* (1973-1990), *Datos estadísticos*.

recibió un crédito del Eximbank para la compra de bienes y servicios de la Westinghouse (dos reactores PWR de 930 MW cada uno) y, sobre todo, a partir de que a principios de 1974 la Dirección General de la Energía autorizara su construcción²². El proyecto de Sayago, por el contrario, no consiguió siquiera este permiso y quedó pronto relegado con la aprobación del PEN de 1979, pese a que la compañía ya había contratado el equipo (1.000 MW —Westinghouse—).

La esperanza de disponer de la energía nuclear de Lemóniz fue sin duda el mayor condicionante de la estrategia productiva de Iberduero. De haberse cumplido el programa establecido para su puesta en marcha, esta firma hubiera tenido en pleno funcionamiento la Unidad I en octubre de 1978 y un año más tarde la Unidad II. Esto suponía incrementar su producción en un 50% o duplicar la potencia nuclear española y la consiguiente optimización de sus costes de producción.

Pero, como se verá de manera detenida más adelante, las expectativas de la empresa en la explotación comercial de Lemóniz también se vieron frustradas. Hasta que no se promulgó el RDL sobre la Intervención de Lemóniz, el 27 de agosto 1982, la dirección de Iberduero demoró cualquier solución alternativa de tipo productivo. En efecto, a finales

de octubre de 1982, esta empresa elaboró un Plan General de Actuación respecto a las fuentes de aprovisionamiento energético a largo plazo (hasta 1997), basado básicamente en la producción hidroeléctrica y, de manera subsidiaria, en la térmica, con el propósito de convertir a la compañía «en una pieza maestra en el sistema hidroeléctrico del país»²³.

En el Informe se preveía aumentar la potencia en 2.300 MW, aprovechando las concesiones de los ríos Duero, Sil, Ebro y Cinca (43%) y ampliando algunos aprovechamientos disponibles (57%). Ello, además de ahorrar *fuel-oil*, permitiría cubrir los incrementos de demanda de energía en horas críticas, con las aportaciones excedentarias en épocas de aguas altas, porque durante el resto del año era posible adquirir energía o producir cantidades adicionales en las centrales térmicas propias.

Evidentemente, este plan se entendió como competitivo respecto a otras alternativas, teniendo en consideración las estimaciones sobre el abaratamiento de los precios de los combustibles, la larga vida útil de las obras hidroeléctricas y la flexibilidad de explotación de este tipo de centrales. Aunque igualmente se reconocían las mayores dificultades de financiación que representaban las opciones hidroeléctricas frente a las térmicas y su alto coste, unos 160.000 millones de pesetas. El desarrollo temporal del proyecto exigía que se adelantara la construcción de los aprovechamientos teóricamente más rentables, con concesiones administrativas próximas a su vencimiento (Carrión y Tera).

El presidente de Iberduero, Manuel Gómez de Pablos, recordó al Consejo de Administración la reserva con la que había que manejar el plan, debido a que podría utilizarse por algunos en contra de los planes nucleares de la empresa, recordando «que se acometieron en su momento pensando en unos incrementos de demanda que luego no se han producido»²⁴. Y al mismo tiempo, como inconvenientes a la opción estudiada, destacó la inestabilidad productiva de los sistemas hidroeléctricos y la consecuente dependencia energética respecto de Endesa.

Este Plan Hidrológico, aunque tres años más tarde el director general deseó retomarlo para «recuperar el tiempo perdido»²⁵, quedó en el olvido. En esta ocasión, las necesidades financieras de los intercambios de activos fueron su principal obstáculo. Todo ello con un crecimiento de la demanda que podía ser satisfecho sin grandes problemas con la compra de energía de Endesa y con la imposibilidad, desde el nacimiento de Red Eléctrica de España (en adelante RE) (1985), de que Iberduero pudiera realizar, como antaño, acuerdos bilaterales de intercambio de energía con otras eléctricas españolas o extranjeras. Esto último porque RE iba a ser ahora, desde el despacho central de Aselétrica (Cecoel) y a partir de las redes de alta tensión expropiadas a las eléctricas, la entidad encargada de asumir la necesaria coordinación y subordinación de los despachos técnicos de las compañías.

Queda claro que la evolución coyuntural de la oferta de Iberduero, desde que el Sistema Unificado de Explotación gestionado por RE determinaba en cada momento

los grupos que debían funcionar para conseguir la optimización del sistema eléctrico español, no iba a estar fijada por los directivos de la compañía. Además, aunque teóricamente podía diseñar la configuración de su estructura productiva, las decisiones de inversión estaban fuertemente condicionadas por las políticas energéticas diseñadas en los respectivos PEN y por los acuerdos internos de Unesa.

Así pues, las únicas nuevas realizaciones hidroeléctricas que llevó a cabo Iberduero fueron las que resultaron del proyecto de construcción y modernización de pequeñas centrales, acordado entre Unesa y la Administración en abril de 1981. Así, en junio de este año, se habían automatizado 48 centrales y estaba previsto hacer lo propio con otras 14 más en el plazo de tres años, y, en marzo de 1983, se puso en explotación el Grupo II de Pesqueruela (1.860 kW), su primera microcentral.

Por todos los inconvenientes señalados, Iberduero se centró en la optimización de la producción propia, y de manera especial en la hidroeléctrica, acelerando sus construcciones pendientes e intensificando el uso de la regulación interanual de sus embalses.

En cuanto al primer asunto, en noviembre de 1986, conectó a la red los dos grupos reversibles de la ampliación de Aldeadávila (421 MW): la mayor central hidroeléctrica de España. Y dos años más tarde, en septiembre, daba por terminado su ciclo de grandes obras hidráulicas con la incorporación del segundo grupo de Saucelle (285 MW): el último gran eslabón de la utilización integral del tramo internacional del Duero. Respecto al segundo tema, la débil pluviosidad de 1985 y 1986 exigió que las reservas hidráulicas de los embalses hiperanuales de Almendra y Las Portas fueran profusamente utilizadas.

Pero bajo el nuevo contexto de intervención en la gestión de la producción, la energía nuclear cobró un nuevo valor respecto a la obtenida a partir de las clásicas térmicas. Mientras que la disponibilidad productiva de la energía nuclear dependía de sus características técnicas, el suministro de las segundas estaba más sometido a la intervención del regulador. Ello porque la política económica y energética del Gobierno no era ajena, entre otros, a ciertas contingencias socioeconómicas, como la minoración del consumo de determinados combustibles —fuel— o la situación de la minería del carbón. Esta consideración política explica, por ejemplo, que RE favoreciera el uso de las térmicas de carbón en contra de las centrales de combustibles líquidos, aunque los precios del *fuel-oil* fueron más competitivos que los del carbón en 1987.

Las centrales nucleares, además, podían cumplir un papel muy interesante dentro del sistema de Iberduero. Al estar diseñadas para un régimen de funcionamiento constante, producirían excedentes de capacidad durante las horas de menor carga, la noche, que serían muy bien aprovechados para bombear agua a los embalses de regulación, lo que permitiría acumular una reserva estratégica que debería ser utilizada en los momentos de máxima demanda. En suma, resultaban de gran utilidad para optimizar la producción y mantener un nivel adecuado de reservas hidráulicas.

Por otra parte, Iberduero vio en la oportunidad de realizar intercambios de activos con las compañías más endeudadas, la forma más rápida de diversificar su oferta productiva; sobre todo cuando, como reconocía el consejero Luis María de Ybarra, su sistema se había quedado «desequilibrado por la paralización de Lemóniz»²⁶. De este modo, en junio de 1984, esta compañía adquirió el 50% de Terminor (250 MW), propiedad de Viesgo y, seis meses después, el 16,66% de Almaraz (310 MW), perteneciente a Unión²⁷, y el 46,5% (Unión —33,5%— y Endesa —13%—) de la central en construcción de Trillo (484,1 MW), con el propósito de reducir su déficit, diversificar sus fuentes de generación y atenuar el pago de las compensaciones. Claro está que todo ello a costa de un elevado endeudamiento (220 millones aproximadamente).

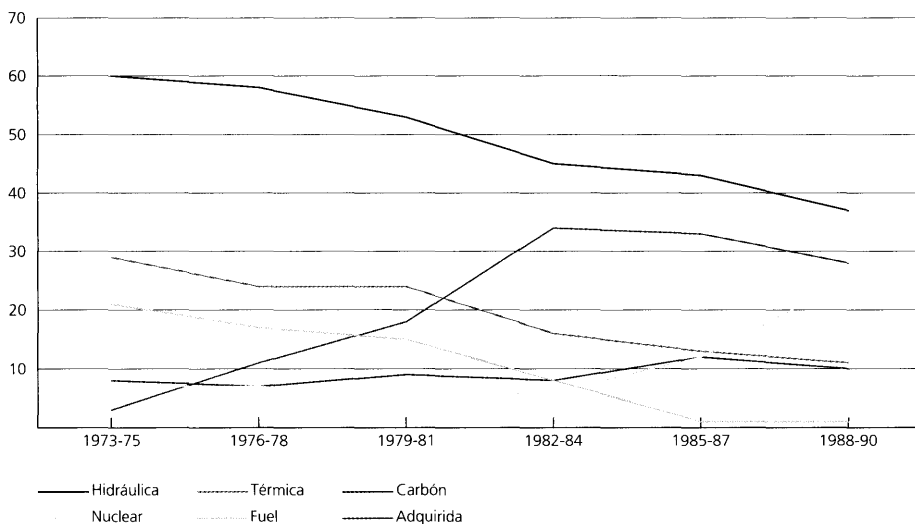
Con la puesta en funcionamiento de Trillo (484 MW), en septiembre de 1988, se cerró el ciclo inversor en grandes instalaciones y por primera vez, en 1989, la producción nuclear superó a la hidroeléctrica [gráfico 2]²⁸.

A partir de entonces las actuaciones de Iberduero se orientaron a mejorar la gestión integrada de los sistemas de producción, distribución y comercialización, con la intención de reducir al máximo todos sus costes. Se pasaba, de este modo, de una estrategia orientada a aumentar el volumen productivo a otra sustentada en la eficiencia, donde el marketing, la optimización y la flexibilización iban a ocupar el lugar primordial²⁹. Hay que decir, no obstante, que esta línea de actuación venía incentivada por la política de saneamiento establecida por el regulador, especialmente desarrollada a partir del RD 441/1986 y sus órdenes de desarrollo, y posteriormente con el Marco Legal y Estable (MLE). En la reducción de costes, sin embargo, Iberduero contaba con alguna experiencia. En 1982 había conseguido establecer un Sistema de control de energía (CCE) que coordinaba directamente en tiempo real (a través de un Despacho central —Bilbao— y de tres regionales —Valladolid, Orense y Bilbao—) todo el sistema de producción y transporte de la compañía. Según las memorias de la empresa, «uno de los dispositivos de control más avanzados del mundo»³⁰ que permitía dar un paso importante en la optimización de la explotación y mejora en la estabilidad y seguridad de la red. En efecto, seis años después, el CCE operaba a distancia con el 95% de toda la energía disponible y permitía una mayor flexibilidad operativa de las centrales y el agua embalsada.

Por otro lado, en 1984, el área de Sistemas de información corporativos estaba introduciendo la burótica en el mantenimiento de instalaciones de distribución, así como la implantación de un sistema de lectura de contadores mediante microordenadores portátiles que, adoptado en Vizcaya, se fue extendiendo a todos los centros. En 1986 se inició el Plan de integración global de los sistemas de comunicaciones, fundamentalmente ligado al control y gestión de las subestaciones e instalaciones de distribución.

En 1989, este nuevo sistema de gestión de la explotación, en el que se debía basar la capacidad competitiva de la compañía en el futuro marco europeo, recogía sus pri-

GRÁFICO 2 Estructura de la electricidad puesta en red de Iberduero, 1973-1991 (%; media trianual)



Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990) e *Iberduero* (1973-1990), *Datos estadísticos*.

meros frutos. De hecho, la firma redujo un 18% sus gastos de explotación en tres años, gracias al telecontrol de las instalaciones desde sus despachos de maniobras y a la utilización de un sistema informático integrado para el mantenimiento de todas las instalaciones.

Mientras esto sucedía, Iberduero prestó también una mayor atención a la calidad del servicio. El director de explotación, José Antonio Garrido, anticipó a la Comisión delegada, en 1984, que Iberduero, como empresa privada que realizaba actividades de servicio público, «deb(e)[er]ía conjugar el objetivo esencial del máximo beneficio con la necesidad de garantizar la calidad en el suministro»³¹.

Las discontinuidades del suministro fueron a partir de entonces minimizadas, habida cuenta de que el desarrollo de la ingeniería³² y el mayor control de la información permitieron una rápida actuación ante determinadas eventualidades en la distribución³³. Por su parte, la conexión entre el sistema de proyectos³⁴ y el sistema de control presupuestario, en 1987, facilitó una mejor planificación y, por ende, el aumento de la productividad. En suma, este complejo entramado organizativo, según la empresa, le situó dentro de los niveles de calidad europeos³⁵.

Al mismo tiempo, siguiendo las pautas mostradas por otras importantes compañías europeas, desde mediados de los años ochenta Iberduero buscó ofrecer una buena imagen corporativa ante la sociedad. De este modo, la promoción de los recursos humanos³⁶, la investigación³⁷ y el medio ambiente, así como la atención al cliente³⁸, adquirieron un nuevo valor³⁹.

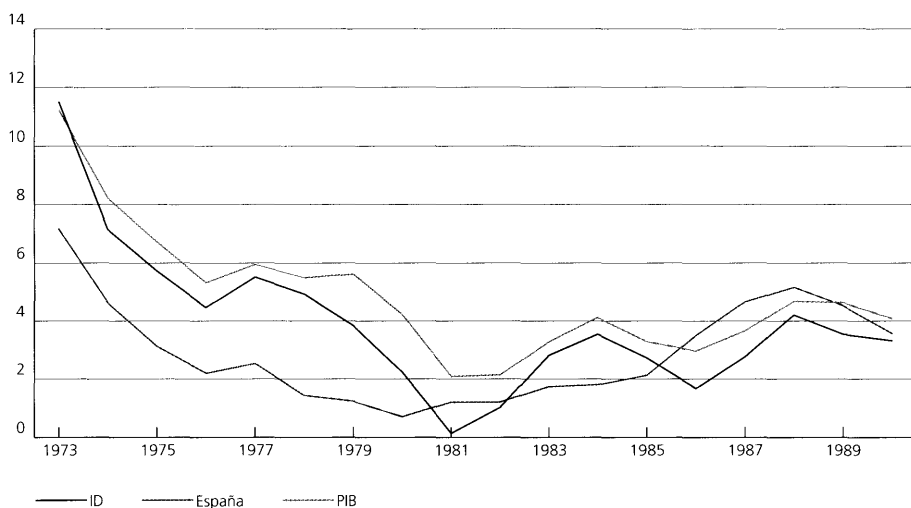
A modo de balance, Iberduero entre 1973 y 1991 consiguió realizar, mediatizado por la crisis energética, el tema de Lemóniz y el sistema regulador, diversificar su oferta de manera notable, gracias a los intercambios de activos. La inicial especialización hidroeléctrica había dado paso al final del período a una estructura productiva más equilibrada, donde la energía térmica (convencional y, sobre todo, nuclear), hidroeléctrica y adquirida se repartían casi equitativamente su importancia dentro de la energía puesta en red. Con ello Iberduero garantizó mejor el suministro prestado a sus clientes, dado que no se dependía tanto de la estacionalidad climática y de la volatilidad de los precios de los combustibles líquidos. Pero, en la medida en que a partir de 1985 la optimización del sistema de distribución y producción era controlada en buena medida por Red Eléctrica, las decisiones estratégicas de la empresa con relación a la oferta se dirigieron esencialmente a reducir los costes de operación y gestión del ciclo producción-distribución-facturación, merced sobre todo a las nuevas tecnologías de la información y bajo el régimen de incentivos ofrecido por la Administración.

2 EL CONSUMO DE ELECTRICIDAD, UN REFLEJO DE LAS COYUNTURAS ECONÓMICAS Y EMPRESARIALES

El consumo de electricidad del mercado de Iberduero entre 1973 y 1991 se multiplicó por 1,8. Si esta compañía en la primera fecha puso a disposición de su mercado 13,9 GWh, dieciocho años más tarde eran ya 25,3 GWh. El ritmo de crecimiento del consumo (3,4% anual acumulado) fue inferior al español (4,3%), en buena medida porque el consumo industrial era relativamente más importante y resultó ser menos dinámico que el residencial.

Aun así, la tendencia seguida por el consumo del mercado de Iberduero no fue muy diferente a la dibujada por la media española. El índice de correlación es de 0,95. En ambas se reconocen cuatro coyunturas: a) de 1973 a 1975, de fuerte reducción de las tasas anuales de crecimiento (del 14,4% al 1,4% en el caso de Iberduero), como consecuencia de la primera crisis del petróleo; b) entre 1976 y 1979, de leve recuperación, pero con unas tasas mucho más moderadas (en torno al 5,5%); c) de 1980 a 1983, de pro-

GRÁFICO 3 Evolución del consumo en el mercado de Iberduero.
Tasas de crecimiento anual (%). Medias móviles de tres años



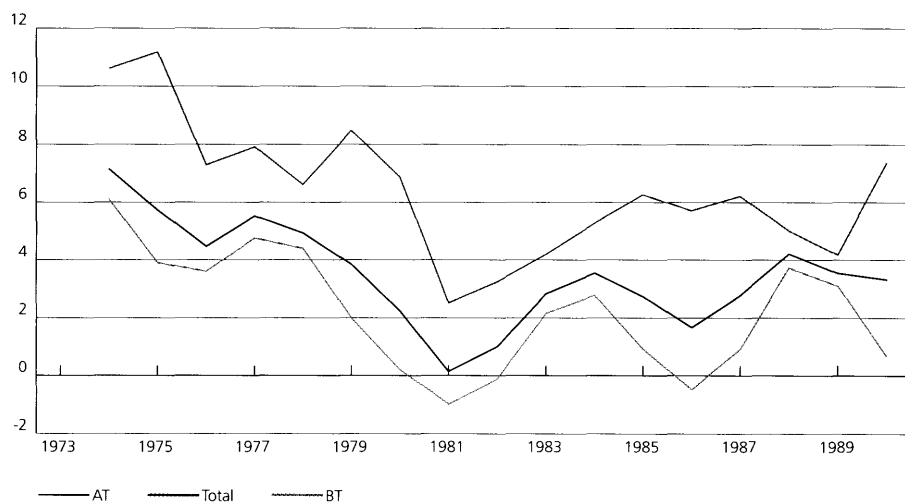
Fuente: Elaboración propia a partir de Iberduero (1973-1990), Datos estadísticos, Unesa, INE.

funda recesión (con tasas negativas en los años centrales), fruto del impacto de la segunda crisis del petróleo; y d) entre 1984 y 1991, de prolongado e irregular crecimiento, por el frenazo de 1985-1987⁴⁰.

Resulta claro, por lo tanto, que la evolución del consumo de Iberduero fue sensible a las principales etapas de la economía española. La diferencia entre las tasas de crecimiento del PIB y las del consumo de electricidad se manifiesta, sobre todo, en que la mayor rigidez de los consumos domésticos y residenciales atenuó parcialmente la mayor elasticidad y fluctuación de los usos industriales en los períodos de crisis⁴¹. Del mismo modo, el menor crecimiento anual del mercado de consumo de Iberduero respecto al español reside en la mayor importancia que en ese tuvieron los consumos industriales.

Con todo, a pesar de que los principales clientes de Iberduero continuaron siendo grandes y medianas empresas, durante esta etapa el segmento de consumo más dinámico fue el de baja tensión. En efecto, su fuerte crecimiento (6,4% anual acumulado), frente al débil comportamiento de la alta tensión (1,9%), explica que las ventas al por menor elevaran su representación del 24,6% al 57,2% entre ambas fechas.

GRÁFICO 4 Evolución de la estructura del consumo (alta y baja tensión) en el mercado de Iberduero. Tasas de crecimiento anual (%). Medias móviles de tres años



Fuente: Elaboración propia a partir de Iberduero (1973-1990), Datos estadísticos.

Esta dinámica refleja también un cambio en la estrategia de Iberduero. Si en etapas anteriores había decidido externalizar los costes de la distribución en baja tensión, en 1973 asume internalizarlos, al menos en su mercado centro, mediante la absorción de Electra Popular Vallisoletana, Electra de Salamanca, Electra de Extremadura, Electra de Burgos, Electra de Soria, León Industrial y Saltos del Sil. De tal manera que a partir de esta fecha Iberduero comercializa directamente en torno al 83% de la energía distribuida, mientras que el resto la gestionaron sus filiales del Alto Ebro: Fuerzas Eléctricas de Navarra, Electra de Logroño, Vitoriana de Electricidad y Cía. Eléctrica del Urumea. La finalidad de esta operación de reestructuración, no obstante, parece que se encuentra más en buscar una mayor estabilidad y equilibrio dentro de su mercado, que en la reducción de los típicos costes asociados a la distribución.

La extensión territorial del mercado de Iberduero no sufrió grandes modificaciones, salvo las derivadas de los intercambios de activos en 1985⁴². Desde el punto de vista geográfico, aquel se correspondió con el centro oeste peninsular e incluía el País Vasco marítimo, el Alto Valle del Ebro, buena parte de la Comunidad de Castilla-León, una quinta parte de Madrid y un 40% de Extremadura⁴³. Fuera de este marco, la compañía

TABLA 3 Estructura del mercado de Iberduero, según zonas geográficas y tipos de consumo (alta y baja tensión), 1974 y 1991 (%) y tasas de crecimiento anual acumulado (%)

| DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO POR ZONAS | IBERDUERO | | VIZCAYA | | GUIPUZCOA | | ALTO EBRO | | RESTO | | MADRID | |
|------------------------------------|-----------|-------|---------|-------|-----------|-------|-----------|-------|-------|-------|--------|-------|
| | 1974 | 1991 | 1974 | 1991 | 1974 | 1991 | 1974 | 1991 | 1974 | 1991 | 1974 | 1991 |
| Baja tensión | 24,9 | 41,1 | 18,9 | 33,5 | 14,7 | 25,8 | 28,2 | 43,7 | 35,1 | 51,2 | 44,5 | 55,5 |
| Alta tensión | 75,1 | 58,9 | 81,1 | 66,5 | 85,3 | 74,2 | 71,8 | 56,3 | 64,9 | 48,8 | 55,5 | 44,5 |
| Total | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| PARTICIPACIÓN DEL CONSUMO REGIONAL | | | | | | | | | | | | |
| Baja tensión | 100 | 100 | 23,1 | 19,2 | 12,9 | 11,5 | 17,3 | 18,1 | 29,5 | 33,6 | 17,2 | 17,6 |
| Alta tensión | 100 | 100 | 33,7 | 27,1 | 25,3 | 23,6 | 15,0 | 16,6 | 18,6 | 22,7 | 7,3 | 10,1 |
| | 74-84 | 84-91 | 74-84 | 84-91 | 74-84 | 84-91 | 74-84 | 84-91 | 74-84 | 84-91 | 74-84 | 84-91 |
| INCREMENTO DEL CONSUMO | | | | | | | | | | | | |
| Baja tensión | 6,1 | 6,1 | 5,4 | 4,4 | 5,3 | 5,7 | 6,8 | 5,9 | 7,1 | 6,7 | 5,7 | 7,1 |
| Alta tensión | 1,9 | 1,0 | 1,0 | -0,6 | 2,4 | -0,5 | 3,0 | 1,1 | 2,8 | 3,0 | 1,9 | 6,0 |
| Total | 3,1 | 2,9 | 2,0 | 0,9 | 2,9 | 0,9 | 4,2 | 3,0 | 4,5 | 4,7 | 3,8 | 6,6 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero (1973-1990)* e *Iberduero (1973-1990)*, Datos estadísticos.

también vendió electricidad de manera residual en Cantabria, Segovia, Ciudad Real, Huesca, Zaragoza y Lugo.

Esta amplitud geográfica se tradujo en mercados muy heterogéneos, de acuerdo con sus características urbanas e industriales. Es por ello que los mayores consumos se localizaron principalmente en los espacios más industrializados o urbanizados. En 1990, el País Vasco, Navarra, Madrid, Valladolid y Burgos concentraron el 82% del consumo total⁴⁴. Ahora bien, en términos relativos, la intensidad eléctrica, medida tanto por el consumo por habitante o por abonado, como por el PIB obtenido por cada kWh consumido, refleja un mapa algo más matizado y resulta un buen indicador del avance industrializador de cada uno de los mercados provinciales⁴⁵. La intensidad energética (eléctrica) depende esencialmente del adelanto técnico, la composición del consumo energético y la estructura del PIB. Siendo estos dos primeros los menos heterogéneos para el espacio considerado, el mayor peso diferenciador corresponde a la desigual conformación productiva regional⁴⁶.

Pues bien, como resultado de su mayor desarrollo fabril, Guipúzcoa, Álava, Vizcaya y Navarra, en 1990, estaban a la cabeza en cuanto a intensidad eléctrica (valores superiores a 2,3 pesetas de 1992 por kWh consumido). En el polo opuesto se situaban Extremadura, Salamanca y Madrid. La intensidad eléctrica de esta última provincia (1,3), en contraste con los dos anteriores, no responde a una economía poco desarrollada sino a su especialización en el sector servicios, menos intensiva en energía.

TABLA 4 Consumo por habitante, por abonado e intensidad eléctrica del mercado de Iberduero 1973-1990

| PROVINCIA | CONSUMO POR HABITANTE | | CONSUMO POR ABONADO | | INTENSIDAD ELÉCTRICA ¹ | | |
|------------|-----------------------|----------|---------------------|-------------|-----------------------------------|----------------------|------|
| | 1973 | 1990 | 1973 | 1990 | 1973 | 1991 | Δ |
| | KWH/HAB. | KWH/HAB. | KWH/ABONADO | KWH/ABONADO | PIB/KWH PTAS 1992 | PIB/KWH PTAS 1992 | % |
| Guipúzcoa | 4.757 | 6.738 | 12.633 | 14.261 | 3,2 | 3,7 | 0,9 |
| Álava | 5.010 | 6.437 | 11.866 | 13.679 | 3,2 | 2,9 | -0,5 |
| Vizcaya | 3.739 | 4.617 | 9.476 | 9.999 | 2,5 | 2,5 | -0,1 |
| Navarra | 2.232 | 4.652 | 6.743 | 9.763 | 1,8 | 2,3 | 1,4 |
| Burgos | 1.633 | 3.705 | 3.802 | 6.134 | 1,5 | 2,1 | 1,8 |
| León | 1.242 | 2.791 | 3.391 | 5.544 | 1,4 | 2,1 | 2,4 |
| Palencia | 2.418 | 3.181 | 6.725 | 6.315 | 2,6 | 2,1 | -1,1 |
| Valladolid | 3.165 | 3.645 | 8.302 | 7.834 | 2,8 | 2,1 | -1,4 |
| Soria | 874 | 2.619 | 1.773 | 3.763 | 0,9 | 1,8 | 3,8 |
| Ávila | 679 | 1.986 | 1.450 | 2.608 | 1,0 | 1,6 | 2,6 |
| Logroño | 1.051 | 2.988 | 2.362 | 5.058 | 0,9 | 1,6 | 3,2 |
| Zamora | 550 | 1.787 | 1.356 | 2.922 | 0,7 | 1,4 | 3,7 |
| Badajoz | 469 | 1.356 | 1.555 | 2.528 | 0,7 | 1,3 | 3,6 |
| Madrid | 1.638 | 2.874 | 4.349 | 5.962 | 1,2 | 1,3 | 0,5 |
| Salamanca | 606 | 1.775 | 1.638 | 3.184 | 0,7 | 1,2 | 3,2 |
| Cáceres | 353 | 1.276 | 1.027 | 2.764 | 0,5 | 0,9 | 3,1 |
| ID | 2.729 | 4.047 | 6.291 | 7.436 | 1,6 | 1,8 | 0,4 |
| España | 1.760 | 3.323 | 4.465 | 6.578 | 1,6 | 1,9 | 1,2 |

Fuente: Elaboración propia a partir de Iberduero (1973-1990), *Datos estadísticos* y Fundación BBVA (varios años), *Renta nacional de España y distribución provincial*, Bilbao.

1 La intensidad tiene en cuenta toda la provincia no sólo la suministrada por Iberduero.

Por otro lado, desde un punto de vista más dinámico, fueron las provincias menos desarrolladas (Soria, Zamora, Badajoz, Cáceres, Salamanca y Ávila) o con especializaciones industriales menos eléctrico-intensivas (Logroño y León) las que durante esta etapa, como consecuencia de su empuje industrializador, consiguieron los mayores avances relativos en este tema⁴⁷. Por el contrario, las economías industriales más maduras fueron las que conocieron decrementos o menores crecimientos en su intensidad eléctrica, bien porque sufrieron más la crisis de la segunda mitad de los años setenta (Guipúzcoa y Vizcaya), bien porque acometieron antes procesos de modernización empresarial —ahorro energético— (Álava y Navarra) y terciarización (Madrid), o por la conjunción de todo ello. El caso es que consiguieron mejorar su eficiencia energética.

En suma, pese a la variedad espacial y temporal descrita, el mercado de consumo de Iberduero se caracterizó por la importancia de los consumos industriales. La estructura del consumo industrial del período estudiado destacó por la sobresaliente conside-

TABLA 5 Estructura de consumo y ritmo de crecimiento del mercado industrial de Iberduero 1973-1991

| | PARTICIPACIÓN SECTORIAL (%) | | | TASA ANUAL DE CRECIMIENTO ACUMULADO (%) | | |
|--|-----------------------------|-------|-------|---|---------|---------|
| | 1973-91 | 1973 | 1991 | 1973-91 | 1973-81 | 1982-91 |
| Siderurgia y fundición y metales no férricos | 41,4 | 44,6 | 34,6 | 0,4 | 2,1 | -1,1 |
| Construcción metálica | 14,6 | 14,1 | 17,9 | 3,2 | 2,8 | 3,4 |
| Industria química y petroquímica | 14,2 | 16,3 | 13,4 | 0,8 | 1,8 | 1,0 |
| Industria del papel y artes gráficas | 8,3 | 7,4 | 8,2 | 2,5 | 5,5 | 0,1 |
| Cementos, cal y yeso... | 5,5 | 5,9 | 6,6 | 2,5 | 1,5 | 2,9 |
| Alimentación, bebidas y tabaco | 4,7 | 3,2 | 7,0 | 6,5 | 7,4 | 5,1 |
| Industrias extractivas | 3,3 | 3,2 | 4,0 | 3,1 | 1,7 | 3,8 |
| Industria textil | 1,9 | 1,6 | 2,1 | 3,2 | 4,6 | 1,7 |
| Agricultura, ganadería y pesca | 1,6 | 0,9 | 2,8 | 8,1 | 8,9 | 7,1 |
| Madera, corcho y muebles | 1,5 | 1,8 | 1,4 | 0,6 | 2,0 | -1,1 |
| Otras industrias | 1,5 | 3,2 | 0,09 | -2,1 | - | - |
| Agua | 1,0 | 0,6 | 1,6 | 7,1 | 5,4 | 7,6 |
| Construcción y obras públicas | 0,3 | 0,4 | 0,3 | 1,2 | -1,2 | 0,7 |
| Energía | 0,0 | - | 0,1 | -0,3 ¹ | - | - |
| Total | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 1,9 | 2,7 | 1,1 |

Fuente: Elaboración propia a partir de Iberduero (1973-1990), *Datos estadísticos*.

1 1985-1991.

ración de las industrias siderometalúrgicas (66%), químicas (14,2%) y papeleras (8,3%), de acuerdo con la estructura productiva dominante en este mercado y por ser precisamente las ramas de actividad con una intensidad energética mayor. Dentro de un contexto de crecimiento moderado (tasa anual del 1,9%), fueron los subsectores de menor peso específico, salvo las industrias metálicas, los más dinámicos. Así, las ramas vinculadas a las industrias de consumo más básicas (alimentación —6,5%— y textil —3,2%—) y las ligadas al sector primario (agricultura, ganadería y pesca —8,1%— y extractivas —3,1%—) y el suministro de aguas (7,1%) consiguieron crecimientos anuales más significativos. Por el contrario, la crisis y reconversión industrial hicieron mella en las industrias siderúrgica (0,4%), maderera (0,6%) y química (0,8%), si bien no tanto en los transformados metálicos (3,2%) o en la minería (3,1%)⁴⁸. Por otro lado, este desigual ritmo de crecimiento subsectorial entre 1973 y 1991 se tradujo en una llamativa modificación de la estructura del mercado de consumo de Iberduero. Sus dos principales clientes industriales en 1973, actividades siderúrgicas y químicas, en esta etapa perdieron 10 y 3 puntos porcentuales, respectivamente. En buena media, esta caída fue compensada por el aumento del peso de las industrias metálicas y de la alimentación, unos 3,2 puntos porcentuales cada una de ellas, y la agricultura, con 2,9 puntos.

3 LOS RESULTADOS ECONÓMICOS Y SOCIALES. EN BUSCA DEL EQUILIBRIO FINANCIERO

El capítulo económico-financiero resultó ser uno de los aspectos más importantes de esta etapa. No sólo porque el objetivo de cualquier empresa es obtener el mejor resultado posible, sino porque, dada la creciente regulación ejercida por la Administración en el ámbito productivo, en la gestión de la demanda y los precios, las eléctricas tuvieron una mayor libertad de actuación en este terreno y, sobre todo, porque la toma de decisiones sobre este particular iba a condicionar el resto de sus actuaciones.

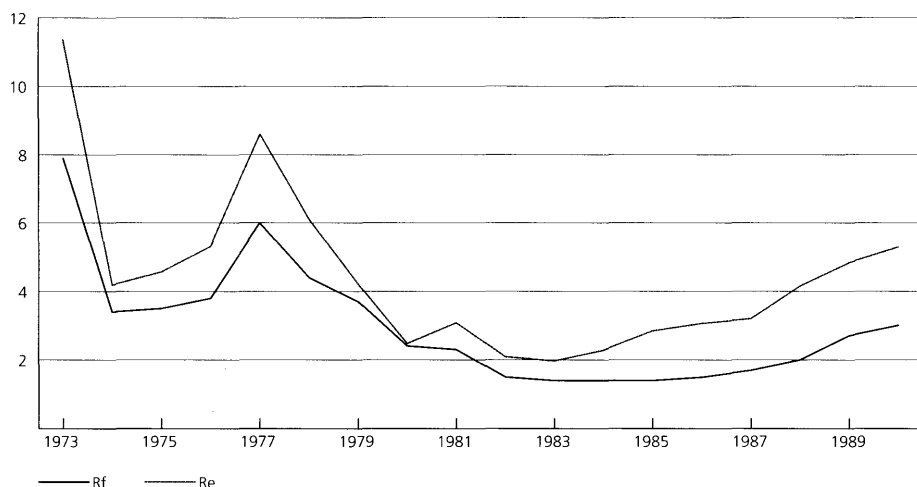
3.1 LA RENTABILIDAD EMPRESARIAL

En términos generales, las trayectorias de la rentabilidad económica y financiera de Iberduero fueron muy parecidas. La distancia entre ambas vino marcada por la creciente importancia que fueron adquiriendo las fuentes de financiación ajenas a la empresa, de manera especial en el trienio 1976-1978 y a partir de 1985.

Dentro de la evolución de la rentabilidad económica cabe destacar varias coyunturas de diferente dimensión temporal: de 1973 a 1983, de 1984 a 1987, y de 1988 a 1991. La primera está caracterizada por un fuerte e irregular descenso de esta variable. Este coeficiente se redujo del 7,9% al 1,4%. Si bien esta tendencia se vio cortada por el repunte positivo de 1977, cuando este ratio se situó en el 6%. La segunda etapa se significó por la estabilidad, aunque a unos niveles muy bajos, puesto que la rentabilidad económica rondaba el 1,4%. La tercera coyuntura se distinguió por el inicio de una suave recuperación, en tanto que en 1991 la variable alcanzó el 3%.

La rentabilidad económica (Re) es el resultado de la conjunción de la rentabilidad del activo (Ra) y de la rentabilidad de las ventas (Rv). La primera mide la relación entre las ventas y el activo, esto es, la capacidad de la empresa de generar recursos de su actividad comercial en función del capital invertido. La Ra, a su vez, depende de la rotación del activo fijo (Raf) y de la rotación del activo circulante (Rac). Las características específicas del sector eléctrico, capital muy intensivo⁴⁹, hacen que la variable más influyente de las dos sea la primera. Las dificultades para modificar a corto plazo las inversiones de capital fijo (derivadas de los cambios más bruscos en las economías de escala que se alcanzan cuando se introducen nuevos equipos productivos de mayor tamaño y eficacia), e incluso del circulante (dado que la electricidad es un mercancía que no se puede almacenar), hacen que las oscilaciones de la Raf como de la Rac se sitúen sobre todo en las variaciones del numerador: las ventas. De todos modos, las reducciones que se

GRÁFICO 5 Rentabilidad económica y financiera de Iberduero, 1973-1990 (%)



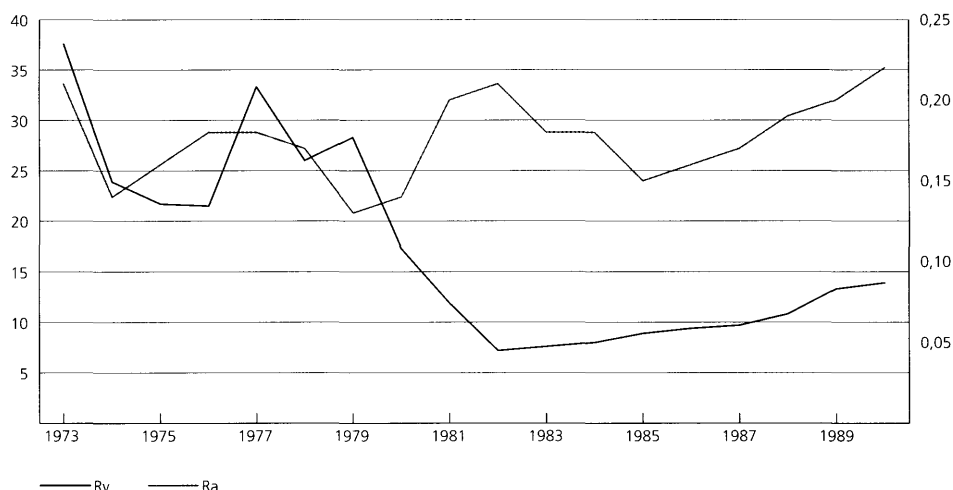
Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

perciben en la evolución de la Raf en 1974, 1979, 1980 y 1983 tienen su fundamento, no en la realización de fuertes inversiones acometidas por la empresa como las citadas de 1985-1987, sino en las regulaciones de balances llevadas a cabo en estos años para corregir los efectos de la inflación⁵⁰.

La segunda variable (Rv) mide la relación entre los beneficios y las ventas y, por tanto, presenta una mayor sensibilidad a corto plazo que la Ra, en tanto que los cambios de este ratio se mueven esencialmente en función del margen comercial que obtiene la empresa. Y, dado que las variaciones de las tarifas afectan tanto a ventas como a beneficios, el principal elemento determinante de la evolución de esta variable se sitúa en el comportamiento de los gastos respecto a los ingresos.

A partir de los gráficos seleccionados se puede observar con bastante nitidez que la evolución de la rentabilidad descrita anteriormente dependió esencialmente del desarrollo del margen comercial, más que de las rotaciones del activo. Puesto que mientras que la Ra (aunque con las oscilaciones negativas propias del incremento de los activos —1979-1980 y 1983-1985—) se mantuvo dentro de unos límites razonables (0,22 en 1990 y 0,13 en 1979), la marcha de Rv es la que explica el significativo deterioro de la rentabilidad económica en este período y sus diferentes coyunturas.

GRÁFICO 6 Rentabilidad de las ventas y rotación del activo, 1973-1990 (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

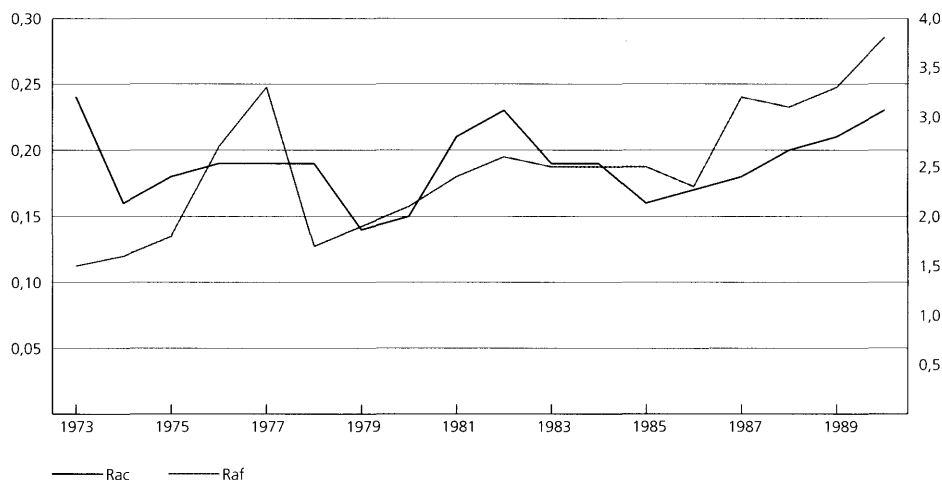
De este modo, habrá que atender a la evolución del margen comercial para comprender mejor la toma de posiciones de los directivos de Iberduero en cada coyuntura.

3.1.1 Margen comercial

La evolución del margen comercial de Iberduero, en términos reales (pesetas de 1992), durante el período 1973-1990 muestra el desigual ritmo de crecimiento que tuvieron los beneficios unitarios (-5,1% anual acumulativo), frente al comportamiento de los ingresos (2%) y los gastos unitarios (4%). De este modo, se produjo un importante deterioro del margen empresarial debido a que el crecimiento tarifario no fue suficiente para satisfacer el avance de los gastos. Si en 1973 los beneficios unitarios se situaron en 5,1 pesetas/kWh, diecisiete años después se instalaron en 2,1 pesetas/kWh. Entretanto, los gastos unitarios pasaron de 9 a 17,5 pesetas/kWh y los ingresos de 14,1 a 19,6 pesetas/kWh. La falta de correspondencia entre la evolución de las tarifas de electricidad —principal componente de los ingresos— y la evolución de los costes fue una constante reclamación de los directivos de Iberduero, y del sector en general, ante la Administración⁵¹.

Los directivos de Iberduero para corregir este quebranto pusieron más énfasis en modificar la actitud del regulador, vía tarifas y compensaciones, que en moderar los cos-

GRÁFICO 7 Rentabilidad del activo fijo y del circulante, 1973-1990 (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

tes de la compañía. En buena medida porque, aparte de que la dinámica histórica así lo aconsejaba, su capacidad de incidencia sobre los segundos pasaba por una optimización que resultaba a corto plazo menos efectiva y, sobre todo, porque poco o nada podían hacer frente a la evolución de las variables macroeconómicas más relevantes, como la inflación o el tipo de cambio monetario⁵². Si bien hay que reconocer que la empresa también intentó modificar su estructura de costes a partir de los años ochenta, especialmente incentivada por el programa de saneamiento arbitrado por la Administración⁵³.

De este modo, las principales variaciones positivas que se observan en la marcha de los ingresos unitarios devienen del aumento de las tarifas y, en menor medida, de una mejor gestión de los costes.

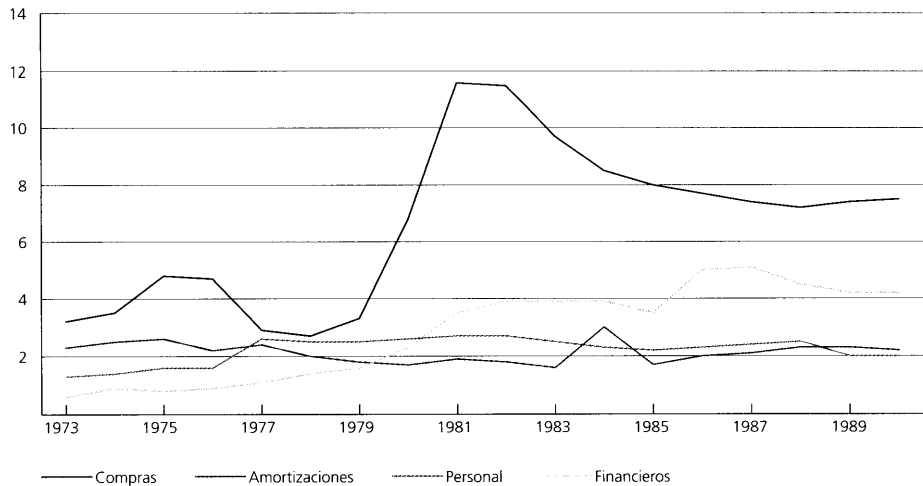
Respecto a este último tema se pueden realizar dos observaciones. La primera, el fuerte ritmo de crecimiento de los gastos unitarios entre 1973-1990 (4% anual acumulativo en términos reales) se explica en buena medida por el comportamiento de esta variable durante la segunda crisis del petróleo (27,2%); ya que este fuerte avance contrasta de manera clara con el aumento de los gastos sufrido durante la primera crisis del petróleo (2,3%) y, más aún, con su disminución durante la primera etapa socialista (-2,4%). Y la segunda observación, el capítulo más determinante de la estructura de costes fue la compra de energía a

TABLA 6 Tasas de crecimiento anual acumulado de los ingresos, gastos y beneficios unitarios de Iberduero en términos reales —pesetas de 1992— (1973-1990) (%)

| PERIODOS | BENEFICIO INGRESO UNITARIO | | | | GASTOS UNITARIOS | | | | | | | | | | |
|----------|----------------------------|------|--------|-------|------------------|------|------|----------|------|------------|------|--------------|------|-------|---|
| | TOTAL | | VENTAS | TOTAL | COMPRAS | | | PERSONAL | | FINANCIERO | | AMORTIZACIÓN | | OTROS | |
| | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Δ | Δ | | | Δ | Δ | Δ | % | Δ | % | Δ | % | Δ | % | Δ |
| 1973-90 | -5,1 | 2,0 | 0,8 | 4,0 | 5,2 | 43,9 | 2,6 | 14,5 | 11,7 | 19,7 | -0,4 | 13,7 | 0,2 | 8,3 | |
| 1973-79 | -5,0 | 0,0 | -3,2 | 2,3 | 0,6 | 35,3 | 11,9 | 19,6 | 16,3 | 10,7 | -4,2 | 22,3 | -5,8 | 12,1 | |
| 1979-82 | -24,8 | 17,5 | 19,1 | 27,2 | 51,7 | 49,9 | 2,2 | 15,9 | 34,5 | 16,9 | 0,0 | 10,7 | 6,1 | 6,5 | |
| 1982-90 | 3,4 | -1,9 | -2,4 | -2,4 | -5,2 | 45,0 | -3,8 | 12,6 | 1,0 | 23,2 | 2,5 | 11,6 | 2,7 | 7,5 | |

Fuente Elaboración propia a partir de Memorias de Iberduero (1973-1990).

GRÁFICO 8 Evolución de la estructura de costes en términos reales, 1973-1990 (pesetas de 1992/kWh)



Fuente Elaboración propia a partir de las Memorias de Iberduero (1973-1990).

terceras empresas (43,9%), aunque fueron los gastos financieros los que tuvieron las tasas de crecimiento más elevadas.

En suma, la dependencia energética de Iberduero, nacida de su especialización hidroeléctrica e imposibilidad de llevar a buen término Lemóniz, explica el singular crecimiento de la compra de electricidad en la segunda etapa y, a su vez, que los esfuerzos inversores para corregir aquel desajuste productivo exigieran fuertes desembolsos monetarios.

3.2 LA ESTRUCTURA FINANCIERA

A pesar de que la situación económica de la compañía no fue muy buena, su estructura económica fue lo suficientemente sólida como para mantener un desarrollo empresarial estable y afrontar el vencimiento de sus compromisos sin grandes dificultades [tabla 9 y gráficos 5 y 6].

Si hasta 1984 los capitales propios fueron la forma preferente de financiación de Iberduero, aunque con una tendencia decreciente (en 1974 suponían el 83,9% de la financiación total y diez años después tan sólo el 55,8%), a partir de esta fecha lo fueron los ajenos (en torno al 53% de la financiación tenía esta procedencia), debido a las exigencias económicas vinculadas a los intercambios de activos.

De todos modos, la importancia de los capitales permanentes, como principales financiadores del activo fijo, garantizaban la necesaria estabilidad de la compañía. Aunque a partir de 1982 esta última se viera algo deteriorada porque las inversiones fijas exigieron la utilización también de ciertos capitales a corto plazo.

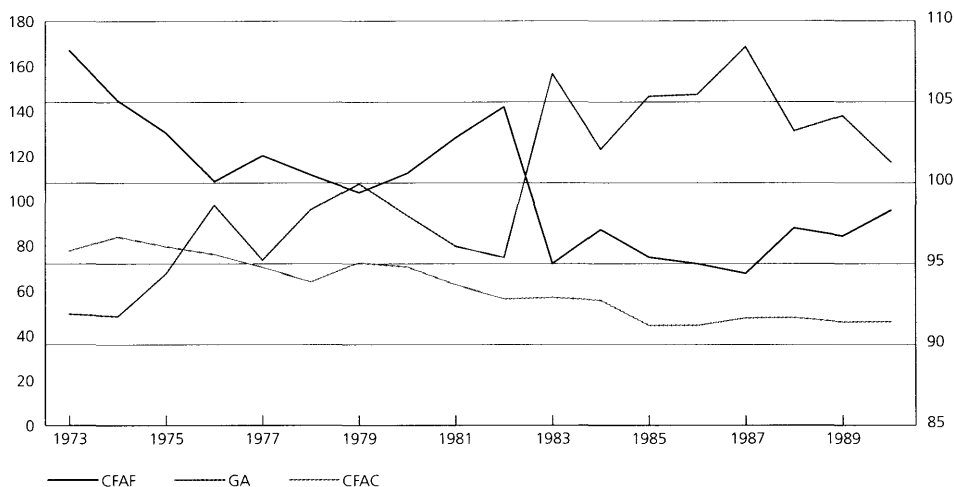
En definitiva, aunque la solvencia total de Iberduero se redujo de manera notoria en esta primera etapa (de 6,2 a 2,3%), se mantuvo dentro de unos niveles muy aceptables, puesto que en su peor año el activo total era casi dos veces el pasivo exigible. Además, su solvencia técnica, tesorería y liquidez, igualmente decrecientes, en ningún momento pusieron en duda la capacidad de la sociedad para hacer frente a sus compromisos más inmediatos.

3.3 EL ORIGEN Y LA APLICACIÓN DE LOS FONDOS

3.3.1 Origen

En términos generales, la política de Iberduero respecto al movimiento anual de capitales hasta 1985 fue la siguiente: los recursos autogenerados (beneficios y amortizaciones), un 40% de los fondos disponibles, se dirigieron al pago de la deuda y de los dividendos,

GRÁFICO 9 Evolución del grado de autonomía y de los coeficientes de financiación del activo fijo y del circulante (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

mientras que los recursos externos permanentes (capital desembolsado, obligaciones y préstamos a largo plazo) se destinaron a la dotación de infraestructuras de producción y distribución. A partir de 1985 los recursos permanentes incrementaron su importancia relativa y buena parte de ellos (32%) sirvieron para amortizar y refinanciar parte de la deuda y, en menor medida, para mantener el dividendo en un nivel adecuado.

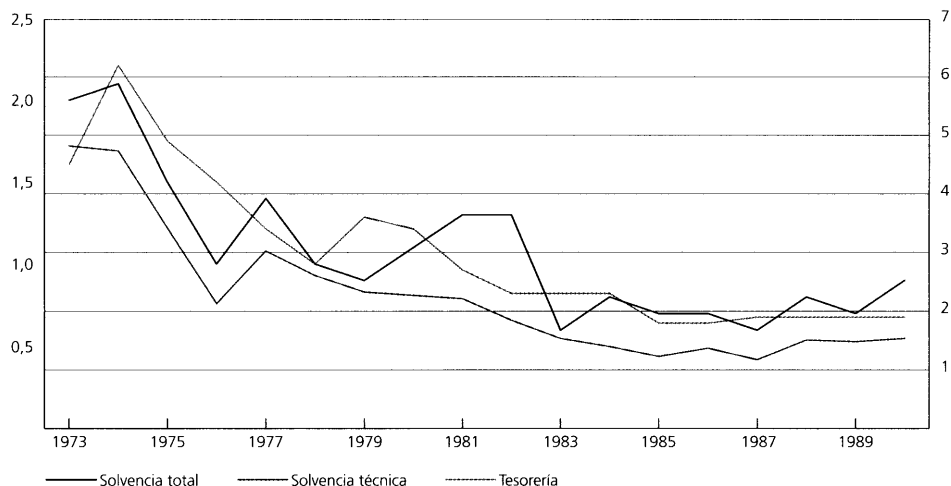
Dentro de esta tónica general, las desviaciones se corresponden con aquellos momentos en que Iberduero realizó fuertes desembolsos para el pago de infraestructuras, por ejemplo, Villarino (1976), Lemóniz (1979 y 1981), y el intercambio de activos (1985).

Para conocer con mayor precisión la política desplegada por la empresa conviene detenerse en el análisis de cada uno de los conceptos utilizados.

3.3.1.1 Recursos autogenerados

Resulta evidente que el déficit energético ocasionado por la no puesta en explotación de Lemóniz y la consiguiente compra de energía a Endesa se tradujo en una reducción sustancial (entre el 40 y 50% del valor de la producción) del margen de explotación de Iberduero. Además, dada la rígida estructura de costes, los verdaderos determinantes del

GRÁFICO 10 Evolución de la solvencia total (%) y técnica y de la tesorería (tantos por uno)



Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

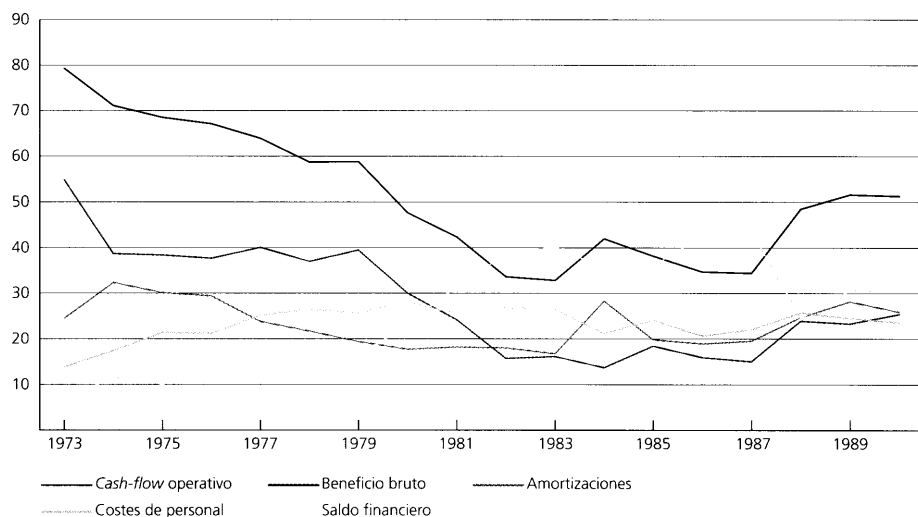
beneficio recayeron esencialmente en la minoración de los financieros y en la modulación de las amortizaciones.

En este sentido, el beneficio bruto entre 1973 y 1979 se mantuvo en torno al 40% del VAB, puesto que el importante crecimiento de los costes de personal (derivados de aumento de la plantilla y, sobre todo, de la fuerte inflación), fue corregido con una sensible reducción de las amortizaciones. De 1980 a 1987, ante la leve reducción de los costes laborales y mantenimiento de las amortizaciones, el espectacular aumento de los costes financieros explica la fuerte reducción de los beneficios que, tras una fuerte disminución entre 1980 y 1982, fluctuaron alrededor del 16% del VAB. Entre 1988 y 1990, sin embargo, se percibe un cambio de tendencia. La política de saneamiento financiero aplicada por la Administración y llevada a buen término por la empresa permitió la recuperación simultánea de amortizaciones y beneficios, algo desconocido en todo el período estudiado⁵⁴.

3.3.1.2 Recursos externos permanentes

Ante la falta de otras fuentes más apropiadas para conocer la principal fuente de financiación de la sociedad, los recursos externos permanentes, convendrá detenerse en la evolución de las principales partidas del pasivo.

GRÁFICO 11 Descomposición del valor añadido bruto, 1973-1990 (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

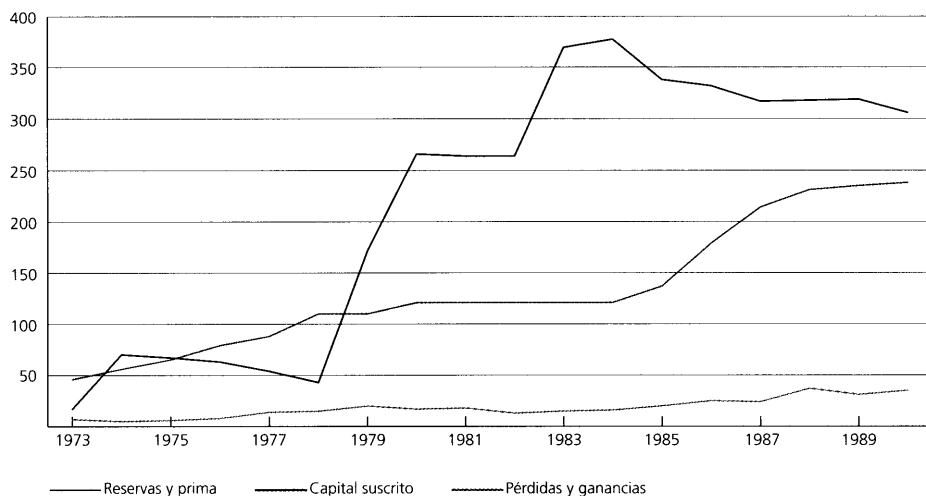
3.3.1.2.1 Capitales propios

Las ampliaciones de capital y el uso de los beneficios no distribuidos (reservas) fueron la forma preferente de financiación de Iberduero hasta mediados de los años ochenta, porque los beneficios anuales se destinaron a cubrir el reparto del dividendo y a dotar el impuesto de sociedades.

De todos modos, mientras que en los años setenta se realizaron seis ampliaciones de capital (64.200 millones de pesetas), multiplicando por 1,5 el capital de 1973, en la primera mitad de los años ochenta tan sólo una, en 1980 (11.000 millones). El motivo fundamental se encuentra en que la empresa, ante la baja cotización de las acciones entre 1979 y 1984, prefirió diversificar los medios de financiación y reducir sus costes financieros recurriendo a las emisiones de renta fija.

Por otro lado, hay que tener presente también que el dividendo se repartía en función del capital desembolsado; que las reservas tenían la ventaja de no estar sujetas al impuesto de sociedades; y que las malas expectativas de solución del tema de Lemóniz hacían que Iberduero no compitiera favorablemente respecto a otras grandes eléctricas a la hora de captar capitales por medio de ampliaciones de capital. De hecho, Iberduero

GRÁFICO 12 Evolución de las principales partidas del pasivo, 1973-1990 (10⁹ pesetas)



Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

quedó liberada en este capítulo conforme a los acuerdos celebrados en Unesa sobre este particular.

De este modo, a partir de 1979 el crecimiento de los capitales propios se debió esencialmente al aumento de las Reservas de Regularización de Balances. Iberduero se acogió a todas las regularizaciones ofrecidas por la Administración (Leyes 12/1973, 1/1979, 74/1980 y 9/1983) para actualizar sus activos frente a los efectos de la inflación y, de paso, facilitar la libre disposición del Fondo de regularización con la que cubrir la Reserva Legal (20% del capital social) e incentivar, en su caso, la participación de sus accionistas en las nuevas ampliaciones⁵⁵.

Las importantes necesidades financieras nacidas del intercambio de activos y la ampliación de Aldeadávila (1986) requirieron nuevas ampliaciones de capital (1985, 1986 y 1987) (77.300 millones), aun cuando no se daban las mejores condiciones para el uso de este instrumento, dados los limitados dividendos repartidos por el sector. En cierto modo las ampliaciones vinieron también incentivadas por el programa financiero establecido por la Administración para el sector eléctrico (OM 26-4-84), puesto que establecía como condición para poder recuperar parte del fondo de saneamiento y repartir un

TABLA 7 Estado del origen y aplicación de fondos, 1980-1990 (%)

| | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|
| ORIGEN DE FONDOS | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Recursos autogenerados | 39,4 | 36,6 | 35,3 | 52,5 | 34,9 | 59,5 | 16,7 | 37,5 |
| Recursos externos permanentes | 60,6 | 63,4 | 64,7 | 47,5 | 65,1 | 40,5 | 83,3 | 62,5 |
| APLICACIÓN DE FONDOS | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Inversión permanente | 60,7 | 64,2 | 77,2 | 64,2 | 45,6 | 68,2 | 49,4 | 64,0 |
| Disminución de: | | | | | | | | |
| Reembolso de deuda | 22,3 | 20,6 | 8,4 | 18,0 | 40,7 | 8,8 | 17,8 | 16,4 |
| Distribución de beneficios e impuestos y otros | 17,0 | 15,2 | 14,4 | 17,8 | 13,7 | 23,0 | 32,7 | 19,6 |
| Variación del fondo de maniobra | - | - | - | - | - | - | -0,7 | -5,9 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

TABLA 8 Márgenes de explotación y valor añadido bruto, 1973-1990 (10⁶ ptas y %)

| | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| Valor de la producción | 19.721 | 22.280 | 28.169 | 35.437 | 48.044 | 55.621 | 73.306 | 103.833 | 161.833 |
| Compras de energía y combustible | 22,6 | 27,6 | 35 | 34,9 | 22,9 | 22,9 | 25,5 | 41,5 | 51,7 |
| Gastos generales | 11,2 | 11,4 | 9,1 | 8,6 | 5 | 4,7 | 4,4 | 3,3 | 2,8 |
| VAB | 66,3 | 61 | 55,9 | 56,6 | 72 | 72,4 | 70,1 | 55,3 | 46,6 |
| Costes de personal y tributos | 9,1 | 10,6 | 12 | 12 | 18,6 | 19,7 | 18,5 | 16 | 12 |
| Margen bruto | 57,2 | 50,4 | 44 | 44,5 | 53,4 | 52,6 | 51,6 | 39,3 | 34,8 |
| Saldo financiero | 4,6 | 7 | 5,6 | 6,6 | 7,4 | 10,4 | 11,1 | 12,9 | 14,8 |
| Margen neto | 52,6 | 43,4 | 38,3 | 38 | 46 | 42,3 | 40,5 | 26,4 | 19,3 |
| Resultados extraordinarios y de la cartera de valores | - | - | - | - | 0 | 0,2 | 0,8 | -0,1 | 0 |
| Recursos brutos autogenerados | 52,5 | 43,4 | 38,3 | 38 | 46 | 42,5 | 41,2 | 26,4 | 19,3 |
| Amortizaciones ¹ | 16,3 | 19,7 | 16,9 | 16,6 | 17,1 | 15,7 | 13,6 | 9,8 | 8,8 |
| Beneficio bruto | 36,3 | 23,6 | 21,5 | 21,3 | 28,9 | 26,8 | 27,7 | 16,6 | 11,5 |
| Impuestos | - | - | - | - | 0,4 | 5,8 | 6,2 | 3,5 | 1,8 |
| Beneficio neto | 36,3 | 23,6 | 21,5 | 21,3 | 28,5 | 21 | 21,5 | 13,1 | 9,7 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

¹ Periodificaciones propias del sector desde 1986.

| 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|-------|-------|------|------|------|-------|------|------|------|
| 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 39,6 | 40,8 | 44,2 | 13,4 | 14,4 | 25,9 | 32,2 | 32,9 | 45,6 |
| 60,4 | 59,2 | 55,8 | 86,6 | 85,6 | 74,1 | 67,8 | 67,1 | 54,4 |
| 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 54,4 | 46,0 | 57,3 | 80,2 | 29,6 | 39,8 | 48,8 | 30,4 | 54,7 |
| 24,6 | 32,4 | 26,9 | 14,3 | 64,8 | 49,3 | 40,0 | 44,0 | 23,0 |
| 21,0 | 21,5 | 15,7 | 5,5 | 5,6 | 10,9 | 11,1 | 25,6 | 22,2 |
| -18,6 | -23,1 | 6,0 | -8,0 | 1,5 | -10,1 | 9,6 | -2,9 | 4,3 |

| 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 181.481 | 187.113 | 219.121 | 222.006 | 264.910 | 272.816 | 282.373 | 296.525 | 323.105 |
| 52,7 | 49,8 | 43,5 | 45 | 39,5 | 38,7 | 40,3 | 44,6 | 44,1 |
| 3,2 | 2,9 | 3 | 6 | 4,8 | 5,3 | 6,1 | 5,9 | 6,9 |
| 44,1 | 47,4 | 53,5 | 49,1 | 55,6 | 56 | 53,6 | 49,5 | 49 |
| 12,1 | 12,8 | 12 | 12,8 | 12,6 | 13,3 | 14,8 | 13,4 | 13,4 |
| 32 | 34,6 | 41,5 | 36,3 | 43 | 42,7 | 38,8 | 36,1 | 35,6 |
| 17 | 19 | 19 | 17,7 | 23,7 | 24,4 | 13,2 | 15,2 | 14,9 |
| 15 | 15,5 | 22,5 | 18,6 | 19,3 | 18,3 | 25,6 | 21 | 20,7 |
| -0,1 | 0 | 0 | 0,2 | 0 | 0,2 | -1,5 | 0 | 0,3 |
| 14,8 | 15,5 | 22,5 | 18,8 | 19,3 | 18,5 | 24,1 | 21 | 21 |
| 7,9 | 7,9 | 15,1 | 9,7 | 10,5 | 11,7 | 15,1 | 18,5 | 16,8 |
| 6,9 | 7,6 | 7,3 | 9 | 8,8 | 8,4 | 12,8 | 11,6 | 12,5 |
| 0,9 | 1,2 | 1,2 | 2,2 | 2,1 | 1 | 3,7 | 1,8 | 3,1 |
| 6 | 6,4 | 6,1 | 6,9 | 6,7 | 7,4 | 9,1 | 9,8 | 9,4 |

TABLA 9 Fondos propios, fondos ajenos y endeudamiento, 1973-1990 (10⁹ pesetas)

| | | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 |
|---|----------------------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Fondos propios (A) | 10 ⁹ ptas | 70,3 | 130,9 | 138,3 | 149,6 | 156,2 | 168,5 | 308,7 | 404,8 |
| | % | 77,7 | 83,9 | 79,6 | 76,1 | 70,5 | 63,9 | 72,4 | 70,6 |
| Capital suscrito (A ₁) | % | 66 | 43 | 47 | 53 | 57 | 66 | 36 | 30 |
| Reservas (A ₂) | % | 24 | 53 | 48 | 42 | 35 | 26 | 56 | 66 |
| Otros (A ₃) | % | 10 | 4 | 4 | 5 | 9 | 9 | 8 | 4 |
| Fondos ajenos | 10 ⁹ ptas | 20,2 | 25,2 | 35,5 | 47,1 | 65,5 | 95 | 117,5 | 168,3 |
| Largo (B ₁) | % | 15 | 12 | 15 | 17 | 25 | 26 | 20 | 22 |
| Corto (B ₂) | % | 7 | 4 | 6 | 7 | 5 | 10 | 8 | 8 |
| Fondos Ajenos (B) | % | 22,3 | 16,1 | 20,4 | 23,9 | 29,5 | 36,1 | 27,6 | 29,4 |
| Obligaciones y bonos (B ₁) | % | 68 | 66 | 60 | 59 | 59 | 54 | 53 | 46 |
| Deudas entidades de crédito (B ₂) | % | 32 | 34 | 40 | 41 | 29 | 29 | 31 | 39 |
| Divisas (B _{2A}) | % | nd | nd | nd | nd | nd | nd | 29 | 37 |
| Ptas (B _{2B}) | % | nd | nd | nd | nd | nd | nd | 2 | 2 |
| Otros acreedores (B ₃) | — | — | — | — | — | 13 | 17 | 16 | 15 |
| Endeudamiento (C=B*100/A) | % | 28,8 | 19,2 | 25,7 | 31,5 | 41,9 | 56,4 | 38,0 | 41,6 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

dividendo neto superior al 8%, que los fondos ingresados fueran iguales o mayores a las cantidades distribuidas como dividendo⁵⁶.

Así, los principales objetivos de las ampliaciones de la sociedad se basaron, tal y como señaló José Luis San Pedro, el nuevo director de Administración y Finanzas, tanto en criterios objetivos: mejorar la solvencia y el coste del dinero que se ingresaba (ligado a los niveles de cotización —muy mejoradas desde 1986—); como subjetivos: transmitir confianza a los mercados.

A partir de 1987, sin embargo, el objetivo propuesto de capitalización, que venía impuesto por la aconsejable restauración del equilibrio financiero, sólo se consiguió de forma parcial, debido al cambio producido en las cotizaciones a partir de la crisis de Fecsa⁵⁷. De hecho, el uso de este instrumento financiero se redujo notablemente (24.400 millones), además, con la particularidad de ser fruto de un proceso de capitalización indirecta: la amortización de los bonos convertibles transformados en acciones⁵⁸.

3.3.1.2.2 Capitales ajenos

La menor consideración de los capitales propios se correspondió, lógicamente, con una mayor importancia de los ajenos (si éstos en 1973 significaban el 22,3% de su pasivo, en 1990 suponían el 53,7%). Dos tercios de los cuales, aproximadamente, eran capitales a largo plazo⁵⁹. De hecho, en 1990 éstos representaban el 43% del pasivo, por tan sólo el 15% en 1973.

| 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 403,7 | 398,8 | 498,0 | 515,7 | 495,9 | 527,5 | 579,9 | 612,1 | 593,7 | 612,2 |
| 62,7 | 56,4 | 57,0 | 55,8 | 44,6 | 44,6 | 47,9 | 48,1 | 46,1 | 46,3 |
| 30 | 30 | 24 | 24 | 28 | 34 | 37 | 38 | 40 | 39 |
| 65 | 66 | 74 | 73 | 68 | 63 | 55 | 52 | 54 | 50 |
| 4 | 3 | 2 | 3 | 4 | 3 | 8 | 10 | 7 | 11 |
| 239,7 | 308,5 | 375,4 | 409,3 | 616,6 | 655,9 | 630,3 | 660,2 | 693,5 | 710,3 |
| 28 | 32 | 30 | 31 | 42 | 41 | 39 | 41 | 43 | 43 |
| 10 | 12 | 13 | 14 | 13 | 14 | 13 | 11 | 11 | 10 |
| 37,3 | 43,6 | 43 | 44,2 | 55,4 | 55,4 | 52,1 | 51,9 | 53,9 | 53,7 |
| 38 | 32 | 28 | 26 | 18 | 21 | 20 | 19 | 25 | 26 |
| 47 | 55 | 58 | 57 | 34 | 58 | 69 | 72 | 63 | 61 |
| 44 | 44 | 49 | 46 | 24 | 26 | 33 | 32 | 25 | 23 |
| 3 | 11 | 10 | 11 | 10 | 32 | 36 | 40 | 38 | 38 |
| 15 | 13 | 14 | 17 | 48 | 21 | 11 | 9 | 12 | 13 |
| 59,4 | 77,4 | 75,4 | 79,4 | 124,3 | 124,3 | 108,7 | 107,8 | 116,8 | 116,0 |

En esta línea de crecimiento de los capitales ajenos hubo varios años, relacionados con significativos esfuerzos inversores, en los que la financiación a largo plazo estuvo por encima de la media. Esto sucedió en los años 1977-1978, 1981-1982 y 1985-1986 debido, primero, a las ampliaciones de Villarino, Villalcampo y Castro; después, al intento de poner en marcha Lemóniz; y, finalmente, a los intercambios de activos.

Dentro de la financiación ajena, Iberduero llevó a cabo dos políticas bien diferenciadas. Si en los años setenta sus directivos decidieron financiar las operaciones fundamentalmente por medio de la emisión de obligaciones, a partir de entonces lo hicieron recurriendo al crédito. Tal es así que en 1990, por ejemplo, el 61% de la financiación ajena tenían esta procedencia, frente al 26% ligado a emisiones y bonos y el 13% relacionado con débitos comerciales. La razón de este cambio se sitúa, como se ha señalado, en la creciente dificultad encontrada en la colocación de los títulos de renta fija. Así lo reconocía, por ejemplo, el presidente de Iberduero ante su Consejo de Administración en marzo de 1979: «ante la progresiva dificultad que se observa en la colocación de las obligaciones últimamente emitidas [presente desde al menos octubre de 1978], será preciso intensificar los préstamos en moneda extranjera para hacer frente a las inversiones previstas»⁶⁰. Esta preocupación, en tanto que general, se trató detenidamente en Unesa⁶¹.

La dificultad señalada tiene que ver con el nuevo papel que las cajas de ahorro —principales distribuidoras de las obligaciones eléctricas— iban a tener en el sistema

financiero. La progresiva liberalización y equiparación con los bancos (iniciada a partir del Programa de Saneamiento y Reforma económica de 1977) se tradujo paulatinamente en una legislación menos restrictiva respecto a los tradicionales coeficientes obligatorios exigidos a estas entidades financieras⁶².

Por otro lado, después de 1980 la situación no fue favorable para la emisión de obligaciones, puesto que competían mal con los créditos, dado sus tipos de interés, comisiones de intermediación y rigidez respecto a los reembolsos⁶³. A lo que cabe sumar, desde finales de 1983, que las cajas se vieron notablemente afectadas por la política de regionalización de sus inversiones y la subida de sus coeficientes de caja⁶⁴.

La utilización de préstamos y créditos, como se ha dicho, no fue muy relevante en la financiación de Iberduero hasta la década de 1980. Es más, en enero de 1980 la Comisión delegada reconocía que «la función básica de los créditos extranjeros (es)[era] cubrir posibles retrasos de suscripción y cobro de las obligaciones emitidas»⁶⁵. La dificultad para realizar ampliaciones de capital y emitir obligaciones a finales de la década de 1970 animó a Iberduero a recurrir a los préstamos extranjeros como medios de financiación a largo plazo, aun cuando se reconocían, dada la fortaleza de la peseta, los peligros de futuras devaluaciones sobre la devolución del capital y los intereses.

Los créditos obtenidos en los mercados internacionales fueron claramente dominantes hasta 1985, frente a los obtenidos en el mercado español. A partir de entonces se buscó un mayor equilibrio entre ambos, situándose los primeros en torno al 40% del total. Más de dos tercios de los mismos, hasta 1986, se realizaron en dólares estadounidenses. En los últimos años, sin embargo, el aumento de los créditos en francos suizos, yens y marcos permitió diversificar las fuentes de financiación extranjera, reduciendo la participación de los dólares a aproximadamente la mitad de la deuda en divisas.

En las páginas siguientes se dibujan las principales líneas de la actuación financiera de Iberduero, prescindiendo de citar detalladamente todas cuantas operaciones crediticias la justifican, por cuestiones meramente expositivas.

El primer préstamo extranjero de este período se concertó en dólares en abril de 1977 (60 millones)⁶⁶. Dos años después, atendiendo al criterio de flexibilidad y mostrando la confianza que la empresa contaba en los mercados internacionales, se firmaron otros dos: uno dirigido a fines productivos (yens) y otro con la intención de prorrogar el de 1977 y aliviar los problemas de tesorería hasta 1981. Con todo, la necesidad de diversificar la deuda llevó a Iberduero a emitir bonos en el mercado suizo (con el fin de sustituir así el préstamo de 1977) y en el alemán en 1980⁶⁷.

En el año 1981, la financiación en divisas se intensificó, porque la dificultad que representaba la colocación de las obligaciones contrastaba con las favorables condiciones crediticias internacionales, dada la reducción de los tipos de interés y la con-

vicción de que los de cambio mejorarían en el momento de carencia de los créditos (dos o tres años). De este modo, se firmaron dos préstamos sindicados en dólares (estadounidenses y canadienses) y se realizó otra emisión de bonos en Suiza. Mientras tanto, en el mercado español tan sólo se concertó un crédito para aliviar algunas tensiones de tesorería ocasionadas por el mantenimiento del dividendo y la amortización de la deuda.

Aunque a principios de 1982 los directivos de Iberduero entendían que la apreciación del dólar requería diversificar riesgos (refinanciación e introducción de créditos multidivisa y pagarés), las incertidumbres generadas en torno a la resolución del problema de Lemóniz les llevó a recurrir a su banca tradicional. No en vano, algunos tipos de intervención administrativa ejercida sobre Lemóniz podían suponer la resolución de algunos préstamos extranjeros, y a Iberduero no le interesó mostrar una situación económica de fortaleza, dado que esperaba que la solución de Lemóniz fuera parcialmente compartida por la Administración y el sector⁶⁸.

Pero esto no resultó sencillo, porque si en abril no encontró muchas dificultades en la provisión de fondos, seis meses después y pese a haberse aclarado en parte el panorama sobre Lemóniz (DL de 27 de agosto sobre la intervención de la central), tan sólo consiguió un tercio de sus previsiones, porque algunas entidades financieras afines rehusaron participar en el sindicato de bancos.

A pesar de que las necesidades financieras para 1983 se podían encarar con relativa tranquilidad, entre febrero y marzo se concertó un importante crédito multidivisas dirigido por el Chase Manhattan Bank⁶⁹. Según la Comisión delegada, esto se realizó así porque tenía como ventajas, frente a otras opciones: transmitir una imagen de solidez a escala mundial y reducir los riesgos del tipo de cambio, por trasladarlos al futuro dada su carencia de cuatro años, y los de tipo de interés —relativamente reducidos—, por permitirse su devolución anticipada sin penalizaciones. Del mismo modo, el desahogo financiero vino de una emisión de bonos de empresa firmada en pesetas a finales de año, que fue muy bien acogida por los mercados.

La política de Iberduero en 1984, así pues, pasó tanto por adquirir nuevos recursos financieros, como por modularlos en función de sus necesidades. Además, el contexto financiero y sectorial no fue el más apropiado para la expansión del crédito, porque las restricciones del Banco de España a los préstamos exteriores no se correspondían con un mercado interior fuerte y porque el sector no mostraba su mejor imagen a pesar de que la Administración había establecido algunas medidas para corregir la difícil situación financiera de las eléctricas (RD 13-10-1983)⁷⁰.

En línea con lo realizado en 1983, Iberduero compensó el descenso de obligaciones emitidas con créditos; un tercio de los cuales se firmaron en pesetas⁷¹. Por lo tanto lo más destacado en 1984 fue la introducción de un crédito *revolving* en dólares, para cubrir

las puntas de tesorería (el primero que se realizó en España) y la utilización de un crédito en yens, con la intención de diversificar la deuda, alargar la vida de los préstamos y afianzar los tipos de interés (mediante un tipo mixto).

En suma, según el entonces director de Administración y Finanzas, Joaquín Ochoa, la actuación de la sociedad vasca se enmarca dentro de la estrategia diseñada en 1982 para sanear su estructura financiera, consistente en la combinación de tres políticas: «(de) selectividad en las inversiones, (de) austeridad en el gasto y (de) captación de pasivo a más largo plazo»⁷².

La situación financiera se transformó radicalmente en 1985 debido a los intercambios de activos. Por primera vez los fondos ajenos (55,4%) superaron a los propios y estos últimos descendieron al utilizarse determinadas reservas con fines de inversión. Además, la deuda en pesetas superó a la contraída en divisas, esencialmente porque la indefinición en la adquisición de activos y la forma de pago condicionó la solicitud de préstamos al mercado interior, al tiempo que los concedidos en divisas eran más restrictivos a la hora de desviarlos a finalidades distintas a las solicitadas.

En efecto, la operación financiera más sobresaliente dirigida al intercambio de activos fue la concesión de un préstamo sindicado en el mercado español (70.000 millones), porque los dos créditos extranjeros obtenidos en dólares supusieron la renegociación de otros previos (1981 y 1983), en línea con la reducción de costes financieros iniciada años atrás y dado que la disponibilidad de buena parte del último préstamo contraído en yens se dedicó a gastos corrientes.

En 1986 Iberduero aprovechó la importante liquidez nacional e internacional y la aparición de abundantes instrumentos financieros, para obtener recursos adicionales (179.000 millones) y diversificar sus fuentes de financiación (mercado doméstico y de divisas), con el propósito de reducir los riesgos de las variaciones del tipo de interés — corto plazo— y del tipo de cambio — largo plazo—.

Tras estudiar diversas posibilidades⁷³, dado que había que realizar fuertes pagos en el primer cuatrimestre a las firmas vendedoras de activos y los créditos en pesetas tenían menor rigidez administrativa para su obtención, se le dio prelación a estos últimos⁷⁴. Así, en el mercado doméstico se concertaron con varias entidades créditos 115.000 millones de pesetas⁷⁵ y bonos convertibles por 20.000 millones, en tanto que en el mercado internacional se hacía lo propio (63.000 millones) por medio de dos créditos en dólares y, ampliando la gama de instrumentos utilizados mediante una operación de papel comercial (Revolving Underwriting Facility⁷⁶). Buena parte de todos estos recursos se emplearon en la refinanciación (amortización y/o renovación) de la deuda interior y exterior.

La actividad financiera de Iberduero en 1987, regida por el volumen de necesidades financieras y los objetivos de cobertura (minimización de costes y capitaliza-

ción), estuvo muy influida por la situación económica general — con reflejo en la política monetaria de la Administración y en la evolución de la bolsa — y específica del sector. Esta última, marcada especialmente por la crisis de Fecsa, se tradujo en un endurecimiento de las condiciones crediticias y una presencia mayor de las operaciones en divisas. La política antiinflacionista de la Administración trajo consigo una espectacular elevación de los tipos de interés y el objetivo de capitalización, impuesto para la restauración del equilibrio financiero de las eléctricas, se consiguió parcialmente, porque las cotizaciones bursátiles encarecieron las ampliaciones o emisiones de bonos convertibles.

Bajo esta situación general, Iberduero no sólo logró la cobertura financiera deseada, sino que pudo reducir de manera importante su circunstancial endeudamiento (124,3% en 1986) a unos niveles menos preocupantes (108,7%), merced a una interesante combinación de capitalización y reducción de la financiación ajena. A pesar de ello, el citado endurecimiento de los créditos españoles se tradujo en un aumento de la deuda en divisas mayor que el deseado y en un ritmo de renegociación de los pasivos, pese a los beneficios fiscales existentes, inferior al de 1986. Por todo lo cual, aunque se redujo la deuda, no se pudo evitar que aumentara ligeramente el costo medio de los recursos ajenos en concepto de intereses (de 11,4% en 1986 a 11,9% en 1987).

En 1988, la reducción de algunas incertidumbres (la crisis financiera de Fecsa, implantación del MLE y las menores restricciones monetarias) permitieron un ambiente de mayor confianza. El mayor interés por el riesgo eléctrico permitió seleccionar mercados e instrumentos, ampliando la base inversora (pagarés de empresa y bonos convertibles) y, sobre todo, la gestión activa de la deuda (renegociaciones, reestructuraciones, permutas, contratos de futuros y opciones), con un menor coste (la deuda por intereses descendió un punto)⁷⁷.

En el mercado interior, junto a una operación sindicada, se lanzó un programa de pagarés. La favorable situación del mercado propició la refinanciación ventajosa de un importante préstamo firmado en 1985, alargando su amortización tres años y estableciendo el interés con relación al Mibor. El reconocimiento de la máxima calificación de garantía por Moody's a los pagarés de mayor solvencia emitidos en el euromercado, ayudó a reforzar la consideración de la empresa en los diferentes mercados.

De todos modos, la mala coyuntura financiera del segundo semestre (tipos de interés en alza, nuevas restricciones monetarias y negativo comportamiento de la bolsa) limitó las posibilidades de recurrir al mercado doméstico, como lo demuestra el hecho de que la capitalización directa, por su elevado coste, fuera suplida por la emisión de bonos convertibles.

Como venía siendo habitual, las necesidades financieras de inversión se combinaron con una mejor gestión de la deuda⁷⁸. En este sentido, se concertó un crédito en

el mercado japonés y se emitieron bonos en el suizo para amortizar otros previos (1979, 1980 y 1981, respectivamente), a la par que se firmaron varios créditos en los mercados internacionales (dólares, francos suizos, marcos y ecus) con la idea de refinanciar la deuda en divisas. Pero tal vez lo más novedoso en este año fue la utilización de instrumentos de tesorería, como opciones y permutas, que redujeron el coste de una parte importante de la deuda en divisas por debajo del Libor. De hecho, en septiembre se transformó un préstamo multdivisas (Chase, 1987) por otro en marcos e incluso, dado que un mes más tarde cambiaron los tipos de intereses, se estudió refinanciar su saldo, bajo la fórmula Club Deal⁷⁹, en marcos, dólares o ecus. Por otro lado, a fin de limitar el riesgo del tipo de cambio, se permutaron francos suizos por ecus.

En 1989, el menor nivel de necesidades financieras potenció la gestión integral y activa de la deuda y la búsqueda de mercados de menores costes y más amplia base inversora. Aun así, el coste de la deuda por intereses aumentó (5%), pero la fortaleza de la peseta hizo que el coste financiero total descendiera (14%).

En el mercado interior, siguiendo las recomendaciones de la Administración de incrementar las emisiones propias, se ampliaron los programas de pagarés de empresa, en esta ocasión perfectamente complementados con la emisión de obligaciones⁸⁰. Las necesidades de refinanciación (72%), empero, no evitaron las clásicas operaciones sindicadas en pesetas, aunque en menor proporción que en otras ocasiones.

Del mismo modo, las penalizaciones administrativas impuestas al endeudamiento exterior desaconsejaron esta alternativa, pero la utilización de opciones, permutas financieras —*swap*— o cláusulas multdivisa sirvieron para modificar sustancialmente la composición de la deuda exterior y su distribución interna, con repercusiones favorables respecto a su coste.

La actividad de Iberduero en 1990, bajo el signo de la continuidad, estuvo marcada por el incremento de los costes y riesgos financieros. Por una parte, el mantenimiento de las restricciones al préstamo privado impuestas a las instituciones financieras españolas y los altos tipos de interés, dificultaron los créditos y la gestión activa de la deuda. Y por otra parte, la permanencia del depósito del 30% de los recursos obtenidos en los mercados exteriores en el Banco de España, impidió compensar el escaso potencial del mercado doméstico. Además, los mercados de capitales y bursátiles se vieron seriamente constreñidos a partir de agosto, porque la invasión iraquí de Kuwait desató la crisis internacional y el clima de incertidumbre.

En consecuencia, la gestión financiera adoptó un perfil de baja actividad, donde la nueva deuda, eficiente en coste, era más arriesgada en volumen y plazo; la concertada en pesetas incrementó su peso relativo, con efecto inmediato sobre el coste por intereses (13% frente al 12,3% del año anterior); y toda ella tuvo una mayor volatilidad, dados los tipos de interés variables imperantes y la escasa liquidez de los mercados. De todos

modos, y al igual que en 1989, la fortaleza de la peseta y el coste por intereses de la deuda exterior mitigaron parcialmente los efectos negativos del coste total⁸¹.

La actividad financiera del mercado doméstico se centró en la plena utilización y renovación de los programas de pagarés establecidos en años anteriores (110.000 millones) y, de manera marginal, en la obtención de fondos nuevos.

En los mercados financieros internacionales, las restricciones impuestas por las autoridades monetarias limitaron las actuaciones de Iberduero a las conocidas permutas, con el propósito de reducir el coste. Así, por ejemplo, un préstamo en yens de 1984 se pasó a ecus y un crédito en dólares de 1986 se cambió a marcos, alargando su vida en seis años y manteniendo los beneficios fiscales concedidos previamente por la Administración.

3.3.2 Aplicación de fondos

Los recursos obtenidos por Iberduero se dirigieron a satisfacer las necesidades de inversión (materiales e intereses intercalarios), el reembolso de la deuda y la distribución de los beneficios. Pero, en la medida en que la deuda era creciente⁸² y el reparto de beneficios poco elástico a la evolución coyuntural del negocio, la inversión fue la variable más perjudicada en el corto y medio plazo⁸³.

Además, aunque los capitales movilizados anualmente por esta compañía fueron extremadamente importantes⁸⁴, no toda esta inversión se dirigió a la dotación de infraestructuras, puesto que nada menos que el 22,5% se destinó a cubrir los intereses intercalarios. Además, una buena parte de la inversión material (54%) no era realmente operativa, sino que estaba «en curso» de realización y, por tanto, no generaba resultados inmediatos a corto plazo. Este era precisamente uno de los factores que, por un lado, explicaba el reducido valor de la Raf y su singular evolución y, por otro, jugaba en contra de la opción tecnológica (hidroeléctrica) elegida por Iberduero en muchas ocasiones. Esto porque, en teoría, el tiempo de construcción de una central térmica e incluso de una termonuclear, era inferior al precisado para poner en funcionamiento una hidroeléctrica nueva de gran potencia.

Ahora bien, dado que la mayor parte de los incrementos hidroeléctricos en esta etapa fueron el resultado de la ampliación de centrales en funcionamiento, este particular no justifica el elevado porcentaje de inmovilizado en curso [tabla 2]. Su importancia tiene que ver sobre todo con los retrasos y la paralización de Lemóniz y, en menor medida, con la participación en la central de Trillo (1985-1987).

En suma, como consecuencia de un inmovilizado en curso forzosamente elevado y los consiguientes intercalarios, la inversión realmente productiva durante este período no fue tan importante como en un principio cabía esperar. De hecho, medido en términos reales, tuvo una tendencia decreciente, si se exceptúan los importantes desembolsos ligados a los intercambios de activos.

TABLA 10 Inversión anual de Iberduero con relación al sector y a la formación bruta de capital fijo español (10⁹ de pesetas de 1992)

| | INVERSIÓN | | INTERESES INTERCALARIOS | EN CURSO | INVERSIÓN MATERIAL | CON RELACIÓN A: | |
|-------|---------------------------------|-------------------------|----------------------------|----------|-----------------------|-----------------|------|
| | 10 ⁹ PTAS CORRIENTES | 10 ⁹ PTAS 92 | | | | SECTOR | FBCF |
| | A | A | | % | % | | |
| 1973 | 7,1 | 70,4 | 12,8 | nd | nd | 12,7 | 0,6 |
| 1974 | 16,9 | 145,3 | 9,3 | 67,5 | 23,2 | 25,5 | 1,2 |
| 1975 | 22,2 | 162,9 | 7,2 | 67,6 | 25,2 | 29,0 | 1,4 |
| 1976 | 32,0 | 200,2 | 7,3 | 48,2 | 44,5 | 37,3 | 1,8 |
| 1977 | 33,0 | 165,3 | 9,8 | 41,0 | 49,2 | 21,7 | 1,5 |
| 1978 | 36,2 | 151,8 | 10,5 | 61,5 | 28,0 | 19,2 | 1,4 |
| 1979 | 46,3 | 167,7 | 16,9 | 66,2 | 16,9 | 23,5 | 1,6 |
| 1980 | 55,8 | 174,9 | 24,1 | 64,2 | 11,7 | 18,0 | 1,7 |
| 1981 | 75,9 | 207,5 | 31,2 | 53,9 | 14,9 | 18,3 | 2,0 |
| 1982 | 63,2 | 151,1 | 32,9 | 48,0 | 19,1 | 13,2 | 1,5 |
| 1983 | 58,8 | 125,2 | 34,5 | 55,2 | 10,2 | 9,7 | 1,3 |
| 1984 | 55,4 | 106,0 | 59,0 | 26,5 | 14,5 | 8,4 | 1,2 |
| 1985 | 269,4 | 474,1 | 5,9 | 58,1 | 36,0 | 49,2 | 5,0 |
| 1986 | 139,0 | 224,8 | 30,0 | 46,6 | 23,4 | 32,2 | 2,2 |
| 1987 | 96,3 | 148,0 | 29,8 | 38,3 | 31,9 | 22,1 | 1,3 |
| 1988 | 102,8 | 150,7 | 27,1 | 70,5 | 2,5 | 28,4 | 1,1 |
| 1989 | 78,0 | 107,1 | 26,4 | 67,4 | 6,2 | 26,1 | 0,7 |
| 1990 | 67,2 | 86,4 | 23,7 | 48,5 | 27,8 | 19,9 | 0,5 |
| Media | - | - | 22,5 | 54,0 | 23,0 | 22,0 | 1,5 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

3.3.2.1 La distribución de los beneficios y la evolución bursátil

El destino fundamental de los beneficios de Iberduero se dirigió a retribuir a sus accionistas. En términos generales, tal y como muestra el *Pay-out*, el dividendo acaparó el 80% de los capitales distribuidos. El resto se destinó casi en su totalidad a cubrir el impuesto de sociedades. Con relación al capital desembolsado, los beneficios se situaron entre el 9% y el 12%, con la particularidad de no ser especialmente sensibles a las diferentes coyunturas conocidas, si exceptuamos la leve reducción que se produjo en 1982 coincidiendo con el asunto de Lemóniz y una cierta moderación en los años que afectaron a los intercambios de activos.

Claro está que esta estabilidad del dividendo, dado el cambiante valor de las acciones, se tradujo en importantes modificaciones de la rentabilidad de los accionistas y, en última instancia, de la empresa. Parece evidente, según la evolución del PER, que la primera crisis del petróleo (desde 1975) irrumpió de manera drástica poniendo fin al ciclo expansivo de los años sesenta. De hecho, entre 1975 y 1977 el PER perdió 19 puntos

porcentuales. La segunda crisis del petróleo e industrial no tuvo un impacto tan llamativo, entre otras razones por las propias condiciones de partida, pero consolidó una pésima situación hasta 1983, manteniendo el PER en torno al 4%⁸⁵. Es a partir de 1984 cuando se reconoce una interesante recuperación, merced al impulso industrial iniciado un año antes y a la confianza en el sector eléctrico tras la reestructuración fomentada por el intercambio de activos (1985) y la política de saneamiento establecida por la Administración⁸⁶.

Tres años más tarde, no obstante, la crisis desatada en Fecsa y las dudas sobre la viabilidad de un sector fuertemente descapitalizado y endeudado, supusieron un serio frenazo a las expectativas creadas con anterioridad. En efecto, si en 1986 el PER se situaba en el 12%, en 1988 había perdido 4,5 puntos porcentuales. Aun así, la todavía buena marcha de la economía española y, de manera especial, los nuevos acuerdos regulatorios (MLE) permitieron retomar el impulso iniciado a mediados de los ochenta. De este modo, en los dos últimos años considerados, el PER consiguió mantenerse alrededor de la nada despreciable cifra del 10%. Aunque no se alcanzaron los niveles del ciclo económico anterior, al menos desde 1985 los valores de las acciones superaban su valor contable después de casi una década.

La sorprendente estabilidad del dividendo tiene diferentes explicaciones y repercusiones⁸⁷. Cuando la coyuntura fue buena, un dividendo alto (11%), con unas elevadas cotizaciones, se podía entender por los accionistas como un beneficio «extraordinario». Esto es lo que sucedió antes de que se hicieran efectivas las consecuencias de la primera crisis del petróleo. Por el contrario, en las coyunturas negativas o menos positivas, el mantenimiento del dividendo ejerció como un colchón ante la lógica pérdida de rentabilidad de las acciones. Evidentemente, esta política de retribución, dada su duración, no contribuyó al fortalecer la rentabilidad del conjunto empresarial. Bien es cierto que, en tanto que fue una política muy generalizada en el sector y otras grandes empresas, tenía su primera justificación en el perjuicio que le podía ocasionar la competencia en caso de seguir una política diferente.

El argumento que la empresa manejaba a favor de mantener el dividendo era la conveniencia de compensar la baja valoración de las acciones con una retribución atractiva a sus accionistas que no desincentivara su participación⁸⁸. Es más, para garantizar el éxito de las ampliaciones de capital, la compañía gratificó su fidelidad cubriendo de manera gratuita una parte significativa (del 30 al 60% según los casos) de sus dividendos activos con cargo a las reservas. En estas circunstancias, se temía que una caída del dividendo iba a limitar, primero, la financiación propia y dificultar, después, la captación de nuevos recursos en el mercado financiero y de capitales.

Pero dado que el mantenimiento de esta política retributiva podía tener un alto coste, Iberduero evitó, salvo en 1978, recurrir a las clásicas ampliaciones de capital hasta

que el valor de la acción en el mercado bursátil se situó a la par con el valor contable (enero de 1985). Claro está que, como indicó el presidente Gómez de Pablos en octubre de 1985, las ampliaciones de capital en algunos casos, como la ligada al intercambio de activos, respondían más a razones financieras que tenían en cuenta el medio y largo plazo (la relación fondos propios/ajenos) que el corto plazo (en aquel momento se podía obtener dinero más barato acudiendo al préstamo).

En tanto que la mala cotización de las acciones dependía en gran medida de la situación económica general y sectorial, y que el dividendo se considera poco menos que «intocable», la actuación de Iberduero —como la de otras eléctricas— se centró, de un lado, en buscar conciertos sectoriales con la Administración para aumentar sus ingresos (tarifas, compensaciones, exenciones fiscales, etc) y, de otro, en optimizar sus recursos productivos y financieros.

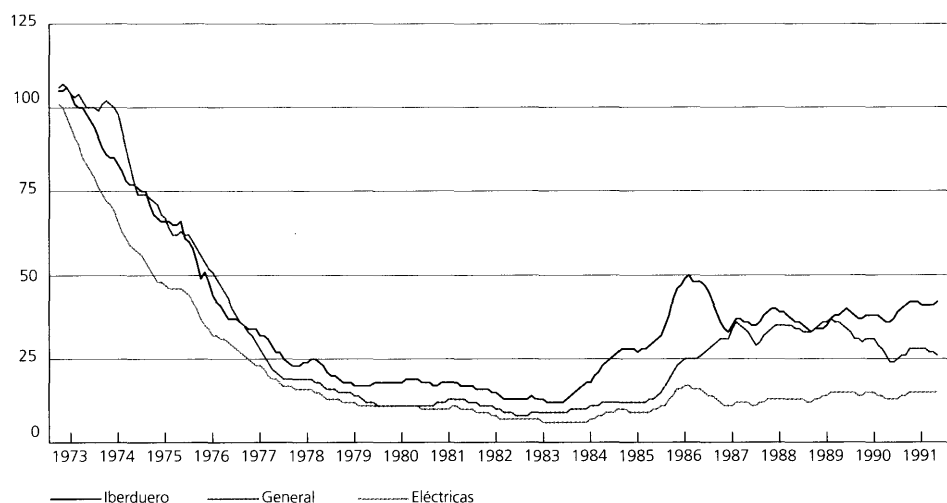
La inercia histórica del sector hizo que durante los primeros años fuera dominante la primera estrategia, y conforme el regulador fue asumiendo el papel activo que le correspondía a partir de 1982, la segunda alcanzó mayor significación.

La rigidez del dividendo en la primera etapa es tan evidente que en febrero de 1983 se reconoce en la Comisión delegada, ante la excepcional reducción del dividendo en 1982 (8,5%), que en esta ocasión «la cuenta de utilidades [...] se presenta de nueva forma, esto es, no partiendo como hasta ahora de la premisa de la concesión de un dividendo del 10%, ya que el dividendo teórico resultante en su caso estará en función del excedente que arroje la cuenta»⁸⁹. Siendo esto así, en otro orden de cosas, habrá que tomar con cierta cautela los análisis que parten exclusivamente del estudio de los resultados distribuidos y mirar con mayor detalle la evolución del *cash flow*, porque normalmente eran las amortizaciones las que se ajustaban en función de aquellos⁹⁰.

Esta forma de elaborar la cuenta de utilidades, aparte de legal⁹¹, debió de ser corriente en el sector eléctrico⁹². De hecho, Iberduero, ante las especiales circunstancias planteadas por el asunto Lemóniz, quedó «liberada» sobre el dividendo complementario a repartir en 1981 con relación al resto de las empresas del sector. Y es que desde enero de 1973 Unesa siguió, no una política uniforme, pero sí suficientemente coordinada respecto a la política de dividendos.

En la segunda etapa, las necesidades de saneamiento financiero hicieron que la Administración pusiera condiciones al reparto de dividendos a aquellas empresas que desearan acogerse a los beneficios del programa financiero sectorial⁹³. En efecto, en 1984, las empresas que quisieran repartir un dividendo superior al 8% neto debían, bien invertir por encima de su endeudamiento neto, bien ingresar por ampliaciones de capital más que lo repartido por dividendo. Y, en 1985, además, para satisfacer un dividendo superior al 5% tenían que cumplir de manera simultánea varias condiciones relativas a amortizaciones, activación de gastos financieros y diferencias de valor en moneda extranjera.

GRÁFICO 13 Evolución del índice de cotizaciones bursátiles de Iberduero (1973-1991)
(Medias móviles del primer valor del mes)



Fuente: Elaboración propia a partir de los Boletines de cotización de la Bolsa de Madrid.

La buena situación financiera de Iberduero, que cumplió con los requisitos expresados, le permitió continuar con su política de dividendos. Pero en esta ocasión, merced a las condiciones impuestas por el regulador, ésta se iba a sustentar desde 1984 en un referente económico más realista y, por tanto, diferente al puesto en práctica por otras compañías. Frente a lo que había sido una práctica habitual en el sector, el regulador no iba a permitir que, con el propósito de mantener el dividendo, se redujeran las amortizaciones al mínimo, se activaran gastos por encima de lo razonable o se establecieran arbitrarias valoraciones de la moneda extranjera. Este cambio de concepción sobre el dividendo en Iberduero queda reflejado en las palabras que su presidente, Gómez de Pablos, transmitió a la Comisión delegada en octubre de 1988 sobre este particular: «La decisión que sobre dividendos adopte Iberduero debe conjugar la prioridad política de saneamiento con la debida remuneración al accionista, teniendo muy presente la incidencia fiscal y la situación comparativamente más ventajosa de nuestra Sociedad en relación a las demás empresas del Sector»⁹⁴.

Por otro lado, al amparo de unas cotizaciones que superaban su valor nominal, la retribución del accionista ya no sólo se basó en el reparto del dividendo sino que también fue completado, como se hizo en los años setenta, con un porcentaje liberado de

TABLA 11 Distribución de beneficios (10^6 ptas y %)

| AÑO | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| Beneficio antes de impuestos (A) | 7.162 | 5.264 | 6.044 | 7.553 | 13.884 | 14.889 | 20.282 | 17.241 |
| Dividendo (B) | 4.166 | 4.709 | 5.486 | 7.508 | 9.180 | 11.435 | 13.924 | 13.514 |
| Capital desembolsado (C) | 41.986 | 49.089 | 58.912 | 78.542 | 88.359 | 99.404 | 110.449 | 118.874 |
| N.º de acciones (millones) (D) | 84 | 98 | 118 | 157 | 177 | 199 | 221 | 238 |
| Precio de la acción a fin de año (E) | 1.570 | 1.418 | 1.260 | 615 | 420 | 335 | 318 | 320 |
| Dividendo por acción (F=B/D) | 49,6 | 48 | 46,6 | 47,8 | 51,9 | 57,5 | 63 | 56,8 |
| Rentabilidad de los dividendos (H=F/E) | 3,2 | 3,4 | 3,7 | 7,8 | 12,4 | 17,2 | 19,9 | 17,8 |
| BPA (I=A/D) | 85,3 | 53,6 | 51,3 | 48,1 | 78,6 | 74,9 | 91,8 | 72,5 |
| PAY-OUT (J=B ¹ 100/I) | 58,2 | 89,5 | 90,8 | 99,4 | 66,1 | 76,8 | 68,7 | 78,4 |
| PER (K=E/I) | 18,4 | 26,4 | 24,6 | 12,8 | 5,3 | 4,5 | 3,55 | 4,4 |
| Dividendo Bruto (M=B ¹ 100/C repartido) ¹ | 9,9 | 9,6 | 9,3 | 9,6 | 10,4 | 11,5 | 12,6 | 11,4 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Iberduero* (1973-1990).

¹ El dividendo líquido repartido fue el siguiente: entre 1973 y 1979 11%; en 1980 10,5%; en 1981 10%; en 1984 9%; entre 1985 y 1987 8,5%; en 1988 y 1989 y en 1990 9,8%.

las ampliaciones de 1985 y 1986 (40% y 30%). Como se ha señalado, éstas se hicieron coincidir con el pago del dividendo complementario para financiar en parte la participación del accionista.

A pesar del cambio que se está describiendo, y los requisitos establecidos por la Administración, el poderoso argumento de mantener el dividendo persistió. Así en 1989 y 1990, a pesar del menor *cash flow* de Iberduero (fundamentalmente por la entrada de Trillo —imposibilita seguir activando y obliga a amortizar— y la aplicación del nuevo sistema de compensaciones establecido con el MLE), esta compañía mantuvo el mismo dividendo que en 1988. Bien es cierto que, frente a anteriores etapas, esto se realizó mediante la venta de determinados activos financieros (de la autocartera del Grupo —Vamoin-sa y Fensa—) e inmobiliarios (equipo de Sayago), y bajo la esperanza de que el mecanismo automático de actualización de tarifas del nuevo MLE contrarrestara el desequilibrio generado.

| 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 18.013 | 12.548 | 14.241 | 16.060 | 20.055 | 23.394 | 22.905 | 36.118 | 29.019 | 30.321 |
| 14.454 | 10.848 | 12.418 | 13.335 | 14.168 | 17.743 | 20.262 | 24.568 | 26.335 | 29.166 |
| 121.494 | 121.494 | 121.494 | 121.494 | 136.681 | 179.394 | 213.650 | 230.567 | 235.040 | 238.086 |
| 243 | 243 | 243 | 243 | 273 | 359 | 427 | 461 | 470 | 476 |
| 290 | 225 | 195 | 418 | 545 | 780 | 560 | 589 | 677 | 670 |
| 59,5 | 44,6 | 51,1 | 54,9 | 51,8 | 49,5 | 47,4 | 53,3 | 56 | 61,3 |
| 20,5 | 19,8 | 26,2 | 13,1 | 9,5 | 6,3 | 8,5 | 9 | 8,3 | 9,1 |
| 74,1 | 51,6 | 58,6 | 66,1 | 73,4 | 65,2 | 53,6 | 78,3 | 61,7 | 63,7 |
| 80,2 | 86,5 | 87,2 | 83 | 70,6 | 75,8 | 88,5 | 68 | 90,8 | 96,2 |
| 3,9 | 4,4 | 3,3 | 6,3 | 7,4 | 12 | 10,4 | 7,5 | 11 | 10,5 |
| 11,9 | 8,9 | 10,2 | 11 | 10,4 | 9,9 | 9,5 | 10,7 | 11,2 | 12,3 |

4 LAS ESTRATEGIAS DE IBERDUERO EN UN MARCO INSTITUCIONAL REGULADO

Descrita la actuación de Iberduero en el orden interno, ahora procede centrarse en las estrategias que la compañía fue adoptando frente a la creciente regulación ejercida por la Administración. Como se ha podido sugerir hasta ahora, en el ámbito productivo y financiero, el mayor condicionante de la vida de esta compañía fue sin duda el llamado problema de Lemóniz. Este asunto, aunque afectó a la empresa esencialmente desde 1978 hasta 1982, cuando se promulgó el Real Decreto Ley sobre su Intervención, tuvo una influencia decisiva en cuantas decisiones se tomaron con relación a la mayoría de los temas tratados con la Administración hasta prácticamente su fusión con Hidrola. Y ello fundamentalmente porque la empresa trató siempre de externalizar los costes ocasionados, primero, por la acción terrorista y, después, por una moratoria nuclear necesaria, pero no suficientemente definida.

4.1 EL ASUNTO LEMÓNIZ

La etapa de construcción de Lemóniz estuvo envuelta, como ocurrió con muchas actividades industriales en el País Vasco, por una fuerte conflictividad social. En este caso, a las tradicionales reivindicaciones laborales y políticas del personal contratado o subcontratado se unieron las medioambientales de grupos ecologistas, partidos políticos y entidades del más variado espectro social e institucional que, por motivos diferentes, se opusieron a la construcción de la mencionada central.

La empresa, consciente de la oposición que estaba encontrando por parte del movimiento antinuclear, adoptó esencialmente dos estrategias. La primera, política, buscando acelerar la aprobación del PEN⁹⁵. Y, la segunda, de imagen, mostrando a los principales responsables políticos e institucionales y los medios de comunicación el interés que la energía nuclear iba a reportar a la economía española y del País Vasco.

Fruto de esta conflictividad, algunos problemas técnicos y los atentados, la terminación de la obra se fue posponiendo frente a las primeras pretensiones de Iberduero. Así, por ejemplo, si en marzo de 1977 se consideraba que el Grupo I quedaría terminado en octubre de 1978, los atentados de abril de 1978 y junio de 1979⁹⁶, retrasaron su teórica puesta en funcionamiento hasta marzo de 1981⁹⁷, y las huelgas de finales de 1980, vinculadas a los despidos ocasionados por el final de la obra, hasta diciembre de 1981.

Con todo, fue el secuestro y asesinato (29 de enero y 6 de febrero de 1981) del ingeniero jefe de la central José María Ryan el acontecimiento que hizo que Iberduero se planteara por primera vez la suspensión de los trabajos en Lemóniz y la búsqueda de apoyo institucional. Por aquel entonces, el Gobierno central era contrario a cualquier tipo de paralización (pese a haber reducido la apuesta nuclear del PEN 79⁹⁸) y el Gobierno vasco se planteaba la realización de un referéndum⁹⁹.

A finales de mayo, el presidente de Iberduero, Gómez de Pablos, reconocía que la situación era crítica, puesto que Lemóniz constituía el principal problema de la compañía¹⁰⁰, y sugería la conveniencia de desbloquear el tema político, entablando conversaciones con los Gobiernos central y vasco. De hecho, a mediados de julio, la Comisión delegó poderes en el presidente para suspender la obra y continuar negociaciones con la Administración.

El asunto resultaba complicado habida cuenta de que Iberduero deseaba separar el tema de Lemóniz del contencioso del Estado con la Comunidad Autónoma Vasca (CAV), esto es, de las negociaciones relativas a la transición política¹⁰¹. Hay que tener en cuenta, entre otras cuestiones, que tanto el tema del citado referéndum como su posible alternativa, el control público de Lemóniz por parte del Gobierno vasco¹⁰², eran temas de gran controversia institucional. Los directivos de Iberduero, ante la ausencia de una rápida solución por falta de diálogo entre los dos gobiernos, muy implicados en el tema de la LOAPA¹⁰³, remarcaban que la construcción de la central de Lemóniz era «un problema de Estado»¹⁰⁴.

Así, a principios de septiembre de 1981, Gómez de Pablos entendía que la solución tendría que darla el Estado, dado que nadie podría terminar Lemóniz si ETA no cambiaba de objetivo. Pero, habida cuenta de que Iberduero era la única que soportaba sus ataques, la firma debía considerar la suspensión y resolución de los contratos vinculados a la central y su posterior remodelación empresarial. De este modo, en la reunión que se mantuvo el 30 de septiembre con Calvo Sotelo se le pidió respaldo político para continuar con la construcción de Lemóniz.

Entretanto, Iberduero valoró positivamente el paso dado por el PNV en torno a la idea de crear el Ente Energético Vasco, sociedad gestora de Lemóniz, aun reconociendo que este proyecto no era compartido inicialmente por el Gobierno central, porque comprometía la unidad energética nacional. Al parecer, el Gobierno vasco no deseaba mermar las competencias del Consejo de Seguridad Nuclear, puesto que contemplaba que la titularidad de la central continuara siendo de Iberduero.

La lentitud en encontrar una adecuada solución política hizo que la compañía, conocido el malestar y las coacciones que sufrían sus empleados, notificara al Gobierno a mediados de febrero de 1982 la suspensión de los contratos de Lemóniz y se planteara el cierre de la obra.

La respuesta del Gobierno fue que no deseaba el cierre y que de realizarse «podría llevar a la nacionalización del sector eléctrico» y a «comprometer el modelo de sociedad»¹⁰⁵. Gómez de Pablos le expresó al ministro que Iberduero no podía llevar en solitario ni el coste de la central ni las responsabilidades citadas, por lo que sólo una carta por él firmada, que tomara conciencia de la gravedad del problema y de la urgencia de su resolución, podría evitar que el Consejo en su reunión del sábado 14 acordara la medida de suspensión. En cualquier caso, pese a no recibir del ministro la oferta política deseada, Iberduero congeló la suspensión al haberse comprometido aquel a presentar una contraoferta antes del día 17, previo análisis de la propuesta de la sociedad (sobre la segregación de Lemóniz y la creación de una nueva sociedad¹⁰⁶) y negociación con el Gobierno vasco.

En la entrevista del día 17 con el ministro, Gómez de Pablos le entregó una carta que aplazaba la decisión de suspender las obras, dada la buena predisposición de aquel en la búsqueda de una solución rápida al problema, y un borrador de acuerdo entre la Administración central y autonómica, que contemplaba como medida previa la escisión de Lemóniz del resto del patrimonio de la compañía, con la intención de aislar el problema y darle un tratamiento separado.

Iberduero era partidario de una sociedad mixta y no de gestión, pero todo quedaba pendiente de las negociaciones entre los dos gobiernos. Sus objetivos eran: cobertura política para la reanudación de las obras, la escisión de la central y la concentración de esfuerzos en la puesta en marcha de la Unidad I.

Las negociaciones finalizaron a las 10 de la noche del domingo día 14 y los llamados «Acuerdos de Vitoria» se firmaron por los gobiernos y entre éstos e Iberduero el 22 de abril de 1982 en Vitoria en un acto único¹⁰⁷.

Gómez de Pablos consideró la solución como la menos mala, dado que la sociedad no tuvo mucha libertad para aceptarlos, pero entendía que era un paso necesario para desbloquear un problema político¹⁰⁸ y asumir como objetivo común terminar y explotar Lemóniz. En definitiva, como indicó a su Consejo de Administración, ahora «Lemóniz se apoya[ba] en una nueva legitimidad»¹⁰⁹. De todos modos, el presidente insistió en que «si el desarrollo de los acuerdos se viera afectado por hechos de extrema gravedad, convocar(á)[ía] una reunión de los firmantes de los acuerdos, para adoptar las decisiones que las situación requiera»¹¹⁰.

En la medida en que los acuerdos no fueron muy bien acogidos por la prensa, pues se habló desde expolio de la sociedad hasta claudicación del Gobierno central, Iberduero difundió un comunicado a través de la agencia EFE. En el mismo se expresó que el objetivo era compatibilizar los intereses de la compañía con los de la sociedad española. Los primeros quedaban garantizados mediante el respecto a los derechos de propiedad de Iberduero sobre la central y su futura explotación¹¹¹ y los segundos sancionados a través del apoyo declarado por los representantes legítimos del pueblo.

El 5 de abril se constituyó por Decreto del Gobierno vasco el Ente Vasco de la Energía que tenía por objeto la gestión de Lemóniz, el gas natural y el ahorro y desarrollo de nuevas energías. Y el día 29 se dio la orden a los trabajadores para que se incorporaran a las obras de Lemóniz, que no se integraban en la sociedad de gestión, pero que prestaban su apoyo a la terminación de la construcción y su puesta en marcha.

Pero poco duró la paz, porque el asesinato del director del Proyecto de Lemóniz, el ingeniero Ángel Pascual Múgica, el 5 de mayo de 1982 ponía en cuestión la eficacia de las medidas adoptadas. En las reuniones extraordinarias celebradas al efecto (Comisión delegada y Consejo), Gómez de Pablos indicó que había que proceder a la escisión de Lemóniz porque «el paraguas político no ha[bía] servido». Añadió que mientras la titularidad de la central fuera de Iberduero, esta compañía sería objetivo de ETA¹¹² y que procedía, dada la buena voluntad política de los Gobiernos, sólo suspender —no rescindir— los contratos. El presidente concluyó su exposición calificando la situación de crítica, porque se jugaba «la supervivencia de la empresa»¹¹³.

Por su parte, el consejero Antonio María de Oriol sostuvo que el Gobierno debería asumir sus responsabilidades, puesto que los objetivos de ETA se dirigían contra el Estado, y no trasladarlas al Gobierno vasco, porque esta actitud dejaba indefensa a Iberduero frente a ETA, conocida la lógica rescisión de los contratos.

A pesar de que los órganos directivos de la empresa decidieron anunciar a las Administraciones central y autonómica la suspensión inmediata de los contratos de la obra, se

esperó a conocer los resultados de la reunión del día 12 con el ministro de Industria y representantes del Gobierno vasco.

Entretanto, Gómez de Pablos se manifestó preocupado por varios temas: el desamparo de Iberduero frente al terrorismo, dada la negativa del PNV «a actuar conjuntamente con el resto de los partidos estatales en un frente común antiterrorista»¹⁴; la idea electoralista del Gobierno central de terminar la obra a cualquier precio, pero sin ofrecer soluciones¹⁵; y, mucho menos aún, con la justificación ofrecida por ETA sobre el atentado contra Ángel Pascual Múgica¹⁶.

Por ello, la postura de Iberduero en la reunión citada fue defender de manera firme la suspensión, porque la firma no podía terminar Lemóniz y porque la indefinición política y empresarial podía alimentar la espiral terrorista y ocasionar efectos disgregadores en la empresa. Así pues se emitió un comunicado¹⁷ que concluía lo siguiente:

1. Iberduero ha afrontado con la máxima determinación e incluso más allá de las responsabilidades que le son propias, las circunstancias que hacen de la Central Nuclear de Lemóniz un caso único de su género.
2. La superación de la situación excede por completo del campo de actuación y competencias de Iberduero.
3. Iberduero se siente obligada con su personal que tiene que desarrollar su trabajo en un clima de inseguridad y riesgo insoportables.

Por todo ello se ve obligado a la suspensión, a partir del 13-5-82, de los contratos de ejecución de la obra, suministros y servicios suscritos por Iberduero con sus contratistas, con excepción de las tareas de seguridad, y mantenimiento, hasta tanto la superación de las actuales circunstancias permitan considerar la reanudación de los trabajos¹⁸.

Decidido el texto por el Consejo, algunos miembros hicieron comentarios varios sobre la conveniencia de presentar a la Junta General un Plan de Salvación de la sociedad; o la oportunidad de plantear una reclamación a la propia Administración¹⁹.

En este contexto, y descartada la posibilidad de constituir una sociedad española nuclear esbozada por el consejero Lacalle, el presidente entendía que la estrategia de Iberduero pasaba por colocar el problema de Lemóniz en la mesa del Gobierno.

Después de reuniones con altas instancias de la nación, a principios de junio, Gómez de Pablos expuso a la Comisión delegada que de las cuatro posibilidades abiertas para modificar el estatus de Lemóniz — compra y creación de una sociedad mixta por el Gobierno vasco, expropiación, incautación o subvención por la Administración central —, la más favorable para Iberduero era la segunda. Sin embargo, el Gobierno se opuso debido a las dificultades técnicas que le iba a suponer continuar con el proyecto. La primera opción resultó inviable por los limitados recursos financieros de la CAV. Y la

tercera iniciativa tuvo el inconveniente de no cambiar la titularidad de la central, mediatizar posibles decisiones futuras y ser mal vista por el Gobierno vasco.

Por su parte, la Administración comunicó su preferencia por la incautación (al amparo de la Ley de 1-9-1939) de una sociedad segregada del patrimonio de Iberduero¹²⁰, pero sin hacerse cargo de sus costes de funcionamiento. Ahora bien, la débil posición política del Gobierno y la falta de resolución del expediente laboral derivado de la suspensión de los contratos de Lemóniz, no permitían considerar esta propuesta como definitiva. De hecho, no hacía mucho tiempo que la Administración se oponía a la escisión de Lemóniz por considerarla como un signo de abandono.

El sector eléctrico, a través de Unesa, se manifestó totalmente en contra de la incautación y no tanto de la escisión, porque liberaba a Iberduero de costear las inversiones futuras y ello iba a repercutir en beneficio del sector. Hay que recordar que la compañía esperaba de éste un apoyo económico sólido, y no sólo de avalista, en cierta medida como contrapartida a su generosidad en el tema de las compensaciones.

Días más tarde, el 25 de julio, conocido el deseo del Gobierno de promulgar un Decreto Ley para intervenir Lemóniz (amparándose en el Art. 128-2 de la Constitución), el Consejo de Iberduero aprobó, como paso previo a cualquier intervención, la escisión de la central. Esta salida, en sintonía con los Acuerdos de Victoria, tenía la ventaja de singularizar el problema de Lemóniz, con los consiguientes beneficios jurídicos, económicos y fiscales¹²¹, si bien quedaba por determinar quién se iba a hacer cargo de buena parte de los costes. Entre otros, por ejemplo, quedaban por fijar los costes laborales y financieros. Sobre los primeros, contratistas e Iberduero ofrecieron a los trabajadores el 60% de lo acordado en los Pactos de Lemóniz una vez terminada la obra, quedando el resto pendiente de ser asumido por la Administración o perdido por fuerza mayor. En cuanto a los financieros, la compañía esperaba que el sector se hiciera cargo de los altos intereses intercalarios (30.000 millones en 1981), asumiendo ella su parte proporcional¹²².

Finalmente, el día 26 de julio, el Gobierno explicó a Iberduero su posición sobre el problema de Lemóniz. En primer lugar, justificó una intervención singular por medio de una disposición *ad hoc* (Real Decreto)¹²³, tras descartar la nacionalización o expropiación, por ir en contra de la libertad de mercado, y la intervención mediante una sociedad vasca segregada, según Gómez de Pablos, «por temor a que esta nueva persona jurídica pod(ría)[udiera] suponer una atribución de competencias al Gobierno vasco en base a una interpretación extensiva del Estatuto vasco»¹²⁴. En segundo lugar, matizó que la intervención se realizaría sobre la instalación, que seguiría siendo propiedad de Iberduero; que las futuras cargas financieras dependerían del sector y las en curso de la sociedad, que además pecharía con la financiación del Consejo de Intervención, mediante un crédito avalado por Unesa. En tercer lugar, expresó su deseo de que sólo se prosiguiera con la obra de la Unidad I. Y, por último, el presidente concluyó que, de no acep-

tarse la propuesta mencionada, que debería comunicarse a Calvo Sotelo el 29 de julio, Iberduero sería intervenido.

La compañía vasca valoró que el Gobierno tomara cartas en el asunto, pero la oferta no le resultó satisfactoria. Iberduero continuaba corriendo con los riesgos personales y económicos y, al dejar al margen de la solución al Gobierno vasco, podía realimentar la dialéctica terrorista¹²⁵.

Por lo que se refiere al primer aspecto, según el Borrador elaborado por el Director General del Patrimonio, Iberduero continuaba siendo el principal protagonista en Lemóniz, dado que el Consejo de Intervención actuaba en su nombre al ser la única persona jurídica en presencia¹²⁶.

En cuanto al segundo tema, habida cuenta de que el Real Decreto no abordaba la cuestión económica, la Administración barajó que los recursos ofrecidos al Consejo de Intervención fueran recibidos por Iberduero. Inicialmente, las aportaciones del sector debía ofrecerlas Unesa en calidad de co-deudor y no como garante, limitando su cuantía y duración¹²⁷. Pero, en última instancia, la Administración entendía que en estos extremos debían ponerse de acuerdo el sector e Iberduero.

Y por lo que se refiere al trasfondo político del asunto, Iberduero insistió en la conveniencia de que el Gobierno central negociara con el vasco, recordando los esfuerzos del PNV en los Pactos de Victoria y la vigencia de la Sociedad de Gestión.

En este estado de cosas, Gómez de Pablos concluyó ante la Comisión delegada extraordinaria de 27 de julio que, aunque la expropiación era la solución más aceptable¹²⁸, la decisión del Gobierno de intervenir estaba de acuerdo con la estrategia planteada por la empresa, al exigir la toma de posiciones de los poderes públicos, si bien su negativa a la segregación de la central colocaba a Iberduero en una posición incómoda.

Por todo ello, la estrategia de Iberduero pasaba, dentro de su limitada capacidad de influencia, por exigir una rápida e idónea disposición legislativa; obtener la presencia real del Gobierno vasco; reducir el riesgo del personal de la empresa, buscando no participar en el Consejo de Intervención y en la aportación de fondos para continuar la obra; y, en última instancia, endurecer su postura antes de consentir el progresivo deterioro de la sociedad.

Después de algunas reuniones con altos cargos de los Ministerios de Industria y Hacienda, el Gobierno promulgó, el 27 de agosto de 1982, el Real Decreto Ley sobre la Intervención de Lemóniz. La Administración tuvo en cuenta en su redacción la petición de Iberduero de que la intervención no supusiera ninguna de las causas tipificadas de resolución de los contratos de préstamo concertadas con las casas proveedoras de los bienes de equipo. Pero el regulador no hizo caso, por el contrario, a que la escisión efectiva prestaba mejor garantía que la ficción del patrimonio separado del resto de la compañía en la reanudación de los trabajos o en el debido apoyo económico del sector. En este sentido, la participación del sector quedó reducida a los gastos necesarios para reestablecer las obras y

poner en marcha el grupo I, excluyendo las cargas financieras anteriores a la intervención, a las que también contribuiría Iberduero.

En definitiva, los directivos de Iberduero dudaron de la operatividad de la medida porque ETA se oponía a cualquier reanudación, el PSOE indicó que no cambiaba nada y que de llegar al poder derogaría el Real Decreto; el PNV lo calificó de insuficiente. Se convirtió en un tema electoral, de dudosa rentabilidad, aunque al menos en el ámbito popular existía el convencimiento de que el problema estaba en manos del Estado.

En la medida en que los servicios jurídicos del Estado habían señalado que la compañía no podía proceder a la escisión una vez intervenida Lemóniz, Iberduero desestimó presentar un expediente en contra del decreto porque sería mal visto por la Administración y podría frustrar la concesión de los beneficios fiscales, sin los cuales la operación resultaba inviable. Como dijo Gómez de Pablos, comenzaba «una nueva etapa» en la que había que «garantizar la supervivencia de Iberduero al margen de Lemóniz»¹²⁹.

4.2 HACIA LA RESOLUCIÓN «DEFINITIVA» DEL PROBLEMA DE LEMÓNIZ Y EL SANEAMIENTO ECONÓMICO

Así pues, según el presidente de Iberduero «una vez aparcado Lemóniz, la preocupación de Iberduero (son)[eran] los temas económicos y financieros»¹³⁰. Por ello, dentro de la política sectorial tendente a alcanzar un concierto con la Administración, la sociedad centró su preocupación en lo que el regulador fijara en el PEN respecto a la moratoria nuclear¹³¹.

En este sentido, para el desarrollo del Protocolo firmado entre el Gobierno y las eléctricas (1983)¹³², Iberduero creó una Comisión interna con el fin de establecer una estrategia que diera una solución definitiva y singular a Lemóniz. Esto es, que en la revisión del PEN la compañía participara de las previsibles compensaciones a recibir por las centrales de 3ª generación paralizadas por razones de sobreequipamiento, a pesar de ser de 2ª generación¹³³.

Respecto a los tres grupos de trabajo paritarios (sector/Administración) formados para desarrollar el Protocolo (Revisión del PEN, Sociedad Mixta, Área económico financiera), Iberduero puso especial atención en los asuntos tratados en el tercero. Ello porque era necesario calcular adecuadamente las tarifas (el elemento clave utilizado por la Administración para modular el proceso negociador a su gusto) con el fin de evitar la descapitalización del sector y establecer fórmulas de compensación para los grupos nucleares aplazados.

A pesar de que a principios de octubre la Administración premió la firma del Documento de compromiso de las eléctricas¹³⁴ con la consiguiente subida de las tarifas (6%) y

la dotación de un fondo de amortización para los grupos nucleares aplazados, la empresa aventuró que el reparto de este último fondo iba a generar nuevas tensiones en el sector y, consecuentemente, en su posición negociadora frente al ente regulador¹³⁵.

El fuerte endeudamiento del sector, perceptible a través de las auditorías homogeneizadas remitidas a la Administración en enero de 1984 para la subida de tarifas, pusieron una vez más en claro la necesidad de un programa de actuaciones conjunto dirigido al necesario saneamiento económico. Con el fin de avanzar en esta dirección, el sector se comprometió a asumir un intercambio de activos o/y capital entre las empresas para equilibrar la estructura productiva y financiera de algunas, un programa de inversiones en generación y un nuevo sistema de compensaciones, siempre que contara con el debido apoyo institucional.

La nueva normativa tarifaria de abril de 1984¹³⁶ y los anunciados intercambios de activos fueron muy bien recibidos por Iberduero. La primera medida, que destinaba un 2,8% de la recaudación al saneamiento sectorial, le permitía acogerse al Programa financiero establecido por la Administración¹³⁷ y la segunda actuación abría la posibilidad de cubrir su conocido déficit nuclear¹³⁸.

A pesar de ello, la compañía desconfiaba sobre las verdaderas intenciones de la Administración pues se temía que, después de ordenado el sector, pudiera intervenir en la gestión de los medios de producción. De hecho, de no ser por la modificación realizada en la exposición de motivos del Anteproyecto de Ley sobre Explotación Unificada del Sistema Eléctrico Nacional a instancias de Unesa¹³⁹, quedaba abierta la posibilidad de una nacionalización del sector en su parte operativa, al aparecer el Estado como único explotador del sistema eléctrico, en contra de lo establecido en el Protocolo de 1983.

Pero la tensión también se extendió por conflictos entre las empresas. El nuevo sistema de compensaciones en estudio, de acuerdo con la determinación de las tarifas para 1985, no fue capaz de cerrar antiguos agravios. Por este motivo, a principios de julio, Iberduero indicó en Unesa que trataría directamente con el ministro de Industria, Carlos Solchaga¹⁴⁰.

Esta firma consideraba, frente al criterio de otras, que el sistema de compensaciones debía ser tratado después de resolver el tema tarifario, financiero y productivo (Intercambio de activos). O cuando menos que, dado que la posición deficitaria en generación de Iberduero se debía al asunto Lemóniz, las compensaciones por energía y moratoria nuclear debían despacharse al mismo tiempo, como se hizo tras la crisis del petróleo en 1973¹⁴¹.

Idéntico malestar produjo en Iberduero el reparto provisional del fondo de los dos últimos incrementos tarifarios que la Administración estableció en julio para hacer frente a las obligaciones derivadas de las inversiones en curso no consideradas en el nuevo PEN¹⁴²

(Lemóniz —28,3%— y Valdecaballeros I —27,3%—)¹⁴³. Ello porque, de un lado, no guardaban relación con las inversiones realizadas (226.000 millones y 109.000 millones, respectivamente) y, de otro, se desconocía el procedimiento de cálculo del futuro reparto. Y es que, mientras que con Lemóniz se seguía una vía de amortización, con Valdecaballeros, pensando en que algún día entraría en servicio, se compensaban también sus cargas financieras. De este modo, las compensaciones netas por paralización nuclear tan sólo cubrían la mitad de los gastos financieros de Iberduero (15.000 millones) vinculados a Lemóniz en 1984¹⁴⁴.

Ello provocó que Iberduero, Española y Sevillana en octubre negociaran una propuesta conjunta sobre Lemóniz y Valdecaballeros, buscando que el porcentaje de las tarifas para atender las obligaciones de la paralización nuclear fuera mantenido hasta que estuvieran saldadas en sentido amplio o hasta la puesta en funcionamiento de la central, y que la distribución de las cantidades se hiciera en función de la inversión realizada en cada instalación.

4.2.1 Los intercambios de activos y las medidas complementarias

En cuanto a los intercambios de activos, Iberduero fue la primera que los realizó al adquirir a Viesgo el 50% de Terminor (250 MW) a finales de junio¹⁴⁵. A partir de entonces su interés se centró en las nucleares de Almaraz y Trillo¹⁴⁶, pero antes de realizar nuevas adquisiciones esta compañía esperó a que el sector diera una solución global a sus problemas, especialmente al económico-financiero de Lemóniz. Pero esta solución no resultó fácil porque, entre otras cuestiones, Iberduero casi siempre había estado condicionada en su política sectorial por ser la única pagadora en el sistema de compensaciones.

Así, en el borrador que remitió Unesa al ministro de Industria a principios de octubre, Iberduero se comprometió a la adquisición del paquete nuclear de Unión-Fenosa (200 MW de Almaraz y 400 MW de Trillo), si el tratamiento de la Administración con relación a Lemóniz y las compensaciones no minaban su base financiera.

La sólida situación económica de Iberduero le concedió cierto margen de manobra en sus negociaciones sobre los intercambios, aunque no la deseada, porque la Administración, de un lado, tenía ciertas preferencias en contra de los deseos de Iberduero y, de otro, contaba con una serie de medidas coercitivas para dirigirlos. Respecto al primer particular, la idea del regulador era que esta firma adquiriera Anllares o La Robla y parte del mercado de Unión, Española y Sevillana, a cambio de ceder el de Madrid a la segunda compañía¹⁴⁷. Y en cuanto al segundo, la Administración contaba como muchos instrumentos de presión, entre otras, el tratamiento de las centrales paralizadas, la modulación discrecional de las compensaciones y el fondo de saneamiento (2,8%), los incrementos de tarifa, las exacciones tributarias para los intercambios y los criterios contables para el cierre de los ejercicios.

De todos modos, la inesperada OPA de Hidrola sobre Hidruña, notificada el día 14 de noviembre al ministro de Industria, y su renuncia al derecho de tanteo respecto a Almaraz, así como a absorber el mercado madrileño de Iberduero, modificó los planes de la Administración. Al mismo tiempo, esta maniobra favoreció que Iberduero poco después pudiera acceder a lo deseado (700 MW — 300 Almaraz y 400 Trillo — y mantener el mercado de Madrid), en caso de que se diera solución a Lemóniz y a las compensaciones.

Pese al indudable coste económico de la operación, Iberduero valoró sus ventajas energéticas: cubrir el déficit generado por la ausencia de Lemóniz, potenciar la necesaria diversificación productiva, revalorizar su energía punta y satisfacer los incrementos de la demanda hasta 1992¹⁴⁸. Ahora bien, la compañía condicionó los intercambios¹⁴⁹ hasta que no se aseguró que la Resolución de la Dirección General de la Energía (DGE) de 19 de febrero de 1985 (aclaratoria de otra anterior de 21-11-84¹⁵⁰) garantizara la amortización de Lemóniz¹⁵¹. Y ello aunque el 20 de diciembre todas las eléctricas implicadas habían alcanzado un acuerdo sobre aquellos y asumido prorrogar el Contrato de Endesa, base de la subida tarifaria de 1985.

Las siguientes disposiciones dictadas por la Administración en febrero sobre el Programa financiero¹⁵² y el régimen de compensaciones de 1984¹⁵³, fueron muy bien recibidas por Iberduero. No en balde, esta firma pudo disponer libremente del fondo de saneamiento y repartir dividendo, al cumplir con los requisitos establecidos por la Administración, al mismo tiempo que mejorar su situación con el nuevo sistema de compensaciones.

A partir de entonces, la estrategia de la sociedad fue permanecer al margen de la situación sectorial, que exigía acuerdos definitivos sobre los intercambios antes de octubre, para evitar el arbitraje del ministro de Industria, dada su vulnerabilidad en la cuestión de Lemóniz y el reparto de las compensaciones.

Entretanto, la actividad de Unesa se centró en solventar las discrepancias sobre la valoración de los activos a intercambiar¹⁵⁴, actualizar el contrato de Endesa y exigir a la Administración la elaboración de un Plan Global que, adjuntado al acuerdo de intercambio de activos¹⁵⁵, garantizara el saneamiento económico del sector. El día 30 de diciembre, tras algunas modificaciones respecto a los intercambios de partida y el arbitraje del ministro de Industria sobre los precios que debían regir provisionalmente en el contrato Endesa-Grupo de empresas hasta 1987, se eliminaron los últimos escollos y en la madrugada del 31 se firmaron las escrituras de la compraventa de los activos.

Por lo que respecta a Iberduero, la oferta más adecuada a sus intereses era adquirir 310 MW de Almaraz, 350 MW de Trillo y 700 GWh del mercado de Madrid por un precio total de 130.000 millones de pesetas. Pero, tras barajar varias ofertas¹⁵⁶, el 17 de octubre el Consejo de Iberduero se comprometió a adquirir a Unión: 310 MW de Almaraz, 335 MW de Trillo y 400 GWh de Madrid y Ávila; y a Endesa: 130 MW de Trillo; por un total máximo de 170.000 millones¹⁵⁷.

En este estado de cosas, a principios de enero de 1986 Gómez de Pablos expresó a la Comisión delegada que con los acuerdos de intercambios alcanzados «se ha[bía] cubierto una importante etapa en Iberduero» puesto que «ha[bían] conseguido disponer de potencia nuclear, de la que estaba necesitada [la sociedad] por la paralización de Lemóniz, y afianzar el mercado de Madrid»¹⁵⁸.

Así y todo, la firma estuvo a punto de denunciar los acuerdos de intercambios de activos, toda vez que el punto 5 del guión de Solchaga sobre el Plan Global¹⁵⁹, expuesto a los presidentes de las eléctricas para el saneamiento financiero, señalaba que se amortizarían en siete años, con cargo a reservas, los activos de las centrales nucleares excluidas del PEN (con excepción de Valdecaballeros I)¹⁶⁰. Esto suponía, tal y como Gómez de Pablos hizo saber al ministro de Industria el 17 de febrero, que Lemóniz no se consideraba una central en construcción, sino una pérdida, lo que contravenía las disposiciones vigentes, con las consiguientes repercusiones económicas, políticas y jurídicas. Entre otras, era causa de resolución de los contratos de préstamo, imposibilitaba activar sobre Lemóniz y se manifestaba incompatible con el Decreto Ley de Intervención de Lemóniz y los Convenios de Vitoria.

Finalmente, como el texto alternativo de 20 de febrero eliminó toda referencia a amortización con cargo a reservas (aunque no garantizaba que Lemóniz se amortizara exclusivamente con el fondo de moratoria nuclear y resultaba ambiguo en cuanto al saneamiento¹⁶¹), el sector y la Administración firmaron el 25 de febrero el «Acuerdo sobre Programa de situación a medio plazo del Sector eléctrico»¹⁶².

Eliminadas así algunas de las incertidumbres, Iberduero aprovechó este momento para dar un interesante impulso a varios temas internos que habían quedado pendientes. De este modo, rediseñó su política financiera, que a partir de ahora iba a ocupar el lugar preferente que tradicionalmente desempeñaba en la estrategia de la empresa la gestión de la energía¹⁶³; reactivó cambios en su organización funcional, mediante la formación de varios comités con funciones informativas, que, aprobados a principios de 1981, habían dejado de ser operativos por el asunto Lemóniz; e inició un proceso de diversificación empresarial mediante varias filiales dedicadas a la gestión integral de la energía y las telecomunicaciones¹⁶⁴.

En el ámbito externo, el objetivo de Iberduero a corto plazo fue conseguir el máximo de los fondos a distribuir por el Ministerio de Industria y Energía (el 3% de saneamiento y el 3,9% de moratoria)¹⁶⁵ y quedar liberado a la hora de determinar el dividendo. Y a medio plazo esta firma luchó por dar una solución definitiva a Lemóniz, consciente de la dificultad que entrañaba obtener un pronunciamiento oficial por escrito de la Administración sobre este asunto¹⁶⁶. Máxime cuando, según el presidente de Iberduero, la principal deficiencia que encontraba el sector para normalizarse era que la Administración «no se ha[bía] decidido aún a abordar la problemática integral del Sector —cuya

viabilidad conjunta constituye aún una cuestión no despejada —, deteniéndose a veces en cuestiones puntuales e incluso marginales»¹⁶⁷.

Precisamente, la aprobación del «Plan Global derivado del Intercambio de activos» (Resolución de la DGE de 27-11-1986) y la adaptación del contrato de Endesa a la nueva situación resultante, centró la actividad sectorial del segundo semestre de 1986.

En su tramitación Iberduero defendió la necesidad urgente de conocer la situación real del sector y los planes específicos de las compañías con dificultades para adoptar una estrategia¹⁶⁸. Ello porque el estudio de Unesa sobre la viabilidad del sector a partir de nueva situación creada (intercambios, compensaciones y moratoria) resultaba demasiado optimista, al sobrestimar la capacidad de ayuda de unas empresas sobre otras y trabajar con cifras estimadas. Consciente de esta realidad y buscando el mayor concierto con el sector, el ministerio formó en noviembre una comisión tripartita (Administración, Arthur Andersen y Unesa) para obtener en abril de 1987 las proyecciones financieras y concretar la política de saneamiento, a la que poder incorporar las propuestas globales aprobadas por el sector¹⁶⁹.

4.2.2 La crisis de Fecsa como condicionante

La delicada situación de esta empresa, que suspendió sus cotizaciones en bolsa en febrero de 1987, condicionó buena parte de la actuación del sector, la Administración e Iberduero, hasta que en marzo de 1988 se pusieron las bases para su resolución.

La posición inicial de la eléctrica vasca respecto a la crisis de Fecsa fue, dado que iba a repercutir de una u otra forma en el sector, procurar estar informada de cuantos movimientos se realizaran en torno a su posible solución¹⁷⁰. Y en caso de que fuera necesaria su participación, condicionarla a que la Administración ayudara al establecimiento de un marco general estable para el sector. Sin embargo la política de Iberduero cambió, cuando a finales de marzo la amenaza de suspensión de pagos e incluso de quiebra de la compañía catalana podía llevar a aquél «al borde de la suspensión de pagos»¹⁷¹. Entonces Iberduero asumió intervenir activamente en defensa de los intereses sectoriales, siempre y cuando no se pusieran en riesgo los suyos.

De este modo, a mediados de mayo, esta firma contribuyó con el sector a la ampliación de capital de Fecsa¹⁷², que, junto con el apoyo de la Administración al Plan de Viabilidad, alejó la posibilidad de suspensión de pagos y abrió las negociaciones con la banca acreedora. Y colaboró, siete meses después, en otra ampliación de acuerdo con el Plan de Viabilidad fijado por Fecsa y el Subcomité de negociación¹⁷³, por encima de su participación en el sector (5.000 millones), siguiendo las indicaciones de la Administración. Todo ello, según Gómez de Pablos, con el fin de favorecer el clima de negociación de los dos problemas básicos que afectaban a la empresa: Lemóniz y las compensaciones¹⁷⁴. De hecho, como reconocía el presidente, «el futuro de Iberduero no pasa[ba] por Fecsa, pero sí porque Fecsa se acomod(e)[ara] dentro del sector»¹⁷⁵.

Una vez concluidas las ampliaciones de capital, en marzo se firmaron los acuerdos del Plan de viabilidad de Fecsa (1989-1996), siendo el sector¹⁷⁶ y las instituciones financieras quienes disponían de una mayor participación accionarial.

4.2.3 Marco Legal y Estable (MLE)

Paralelamente al problema de Fecsa, el deseo de la Administración era establecer un marco legal y estable que ordenara toda la problemática del sector eléctrico. A pesar de que compartía la idea general, Iberduero rechazó la propuesta remitida a Unesa, en febrero de 1987, sobre un nuevo sistema de cálculo de tarifas, ligado a un sistema de compensaciones interempresas¹⁷⁷, que afectaba a todos los elementos del coste de la energía. Entendía, por lo que se refiere al sector, que al compensar totalmente los resultados de las compañías, desaparecía «el estímulo a la optimización de la gestión»¹⁷⁸. Y, en su caso particular, que al no valorarse debidamente las instalaciones antiguas, especialmente las hidroeléctricas, esta compañía perdía una de sus mayores ventajas comparativas¹⁷⁹, al tiempo que el nuevo sistema no incluía los costes derivados de la moratoria nuclear¹⁸⁰.

Aun así, Iberduero participó en la discusión del citado borrador en orden a defender sus intereses¹⁸¹. El día 20 de mayo Gómez de Pablos le entregó una nota a Felipe González en la que concluía que la deseada estabilidad global del sector —no alcanzada con el desarrollo de los pactos firmados previamente— debía, primero, definir el suministro de energía en España y, después, determinar las soluciones concretas (por ejemplo Fecsa), y no iniciarse a partir de un MLE planteado sobre términos parciales.

Por ello, Iberduero entendió como muy positiva la medida anunciada en el Consejo de Ministros dos días después, de establecer un Proyecto de Ley de Bases para el sector eléctrico, que regulara en una sola norma jurídica toda la legislación anterior y otorgaba el carácter legal de servicio público a la distribución de energía eléctrica¹⁸². El problema residía en que esta ley se pensaba formalizar a finales de 1988, toda vez que el sobreequipamiento demoraba la revisión del PEN y la moratoria nuclear hasta esa fecha, mientras que el decreto sobre el MLE se esperaba aprobar en noviembre de 1987, para que el saneamiento del sector estuviera concluido en 1990¹⁸³.

Así y todo, bajo un espíritu de franca colaboración, Administración y eléctricas consensuaron a mediados de octubre los valores globales de activos de generación y distribución para 1987, necesarios para el establecimiento del nuevo sistema de tarifas, en los términos fijados por la Administración —inferiores a los del sector—, quedando pendiente de negociar su reparto entre las empresas.

En este marco, Iberduero estimó el avance que la «Propuesta de un sistema de cálculo de la tarifa eléctrica»¹⁸⁴, remitida por la Administración a Unesa, suponía respecto a la determinación de la tarifa y la remuneración de las inversiones. Pero al mismo tiempo, según su presidente, éste dejaba mucho que desear por lo que se refería a «la libertad

de gestión empresarial», al poner demasiado énfasis en los aspectos de control administrativo, al mismo tiempo que sus ambigüedades y omisiones impedían realizar el debido análisis sobre la viabilidad futura del sector o la situación de Lemóniz¹⁸⁵.

De ahí, precisamente, que la firma vasca negociara bilateralmente con la Administración estabilizar el problema de Lemóniz a largo plazo, tratando de acercar la deuda reconocida a la deuda real y garantizando su recuperación a través de unas tasas reales de interés¹⁸⁶; sin olvidar el corto plazo, dado el deterioro que suponían los costes financieros no reconocidos (18.000 millones en 1988), el aumento de las compensaciones y la menor consideración de la energía hidráulica.

Aunque el Decreto de tarifas del 12 de diciembre de 1987 calificaba como coste contingente el que se derivaba de los activos en moratoria nuclear¹⁸⁷, aquel fue calificado por Iberduero como una pieza fundamental del MLE. Según la empresa, la Administración había realizado un esfuerzo notable en busca de la estabilidad y viabilidad del sector, eliminado buena parte de la discrecionalidad de etapas anteriores. Su comité de planificación estratégica señaló al respecto que la nueva normativa iba a tener un impacto sustancial en la actividad, cuenta de resultados y «políticas estratégicas a seguir por las empresas»¹⁸⁸ y, sobre todo, iba a ofrecer «unas reglas de juego más claras» respecto a variables antes no suficientemente definidas (tarifas, contrato de Endesa, remuneración de la energía hidroeléctrica, etc.)¹⁸⁹. En su caso particular, el nuevo sistema iba a suponer un mejor tratamiento del tema de Lemóniz y un aumento de las compensaciones a pagar, si bien, la mayor uniformidad entre las eléctricas iba a ir en detrimento de las mejor situadas, como Iberduero.

Resuelto el encaje de Endesa en el MLE tras no pocas dificultades¹⁹⁰, puesto que la Administración condicionó la puesta en práctica de este nuevo marco legal al mantenimiento de su condición de privilegio, la Orden de 9 de febrero desarrolló el establecimiento de las tarifas eléctricas (RD de 29-1-1988) y la Orden de 19 de febrero fijó el nuevo sistema de compensaciones.

Los esfuerzos negociadores de Iberduero se vieron satisfechos, sin embargo, con la Resolución de 19 de febrero sobre el cálculo de la deuda reconocida correspondiente a los activos en moratoria nuclear. Ya que al establecerse su recuperación —o amortización en su caso— a través del fondo de compensación y fijarse el método para su debida valoración¹⁹¹, según Gómez de Pablos, esta firma obtenía «una importante mejora en el corto plazo y una clarificación muy favorable en el largo plazo»¹⁹². Además, en el supuesto de paralización definitiva, según un dictamen emitido por una importante consultora, la empresa tendría también el derecho a reclamar ante los tribunales la indemnización correspondiente a los daños y perjuicios sufridos.

En definitiva, la nueva normativa cerraba favorablemente un período que se inició el 12 de mayo de 1982 con la decisión del Consejo de Iberduero de suspender las obras de construcción de Lemóniz y cuyos hitos más importantes fueron la constitución

del Consejo de Intervención (1982) y la firma del Protocolo Eléctrico (1983), con el compromiso de la Administración de proveer los mecanismos económicos y financieros para el tratamiento de los retrasos, lo que se instrumentó con la creación y aplicación de un fondo nutrido basado en un porcentaje específico de la facturación. A lo largo de este proceso, según Gómez de Pablos, Iberduero hizo constar en todas las operaciones realizadas con el sector o pactadas con la Administración, «la reserva de condicionar cualquier acuerdo a la Resolución definitiva del problema de Lemóniz»¹⁹³.

Logrado este objetivo, añadía, «la sociedad estará en condiciones de concentrar sus esfuerzos en la viabilidad futura del sector y en un nuevo diseño del mapa eléctrico nacional a corto y a medio plazo»¹⁹⁴.

4.2.4 Reordenación del sector

Establecidas las nuevas reglas del juego entre el sector y la Administración, se abre un nuevo frente: la reordenación del sector¹⁹⁵. A finales de marzo, la Comisión delegada se hacía eco de las informaciones recogidas en la prensa sobre adquisiciones y fusiones de eléctricas, así como del papel que en el mismo tenían determinadas entidades financieras¹⁹⁶, que se podían traducir en «modificaciones en el mapa eléctrico nacional»¹⁹⁷.

A finales de julio, en el Seminario de la Universidad Internacional Menéndez Pelayo «Situación y Perspectivas del Sector Eléctrico Español» celebrado en La Coruña, el secretario general de la Energía destacó que el sector había iniciado el camino hacia el equilibrio financiero y que los retos inmediatos eran: afrontar las inversiones necesarias, ofrecer precios competitivos en Europa y prepararse para la integración en el mercado único. Por su parte, el director general de la Energía aseguraba que en el segundo semestre de 1988 se aprobarían las disposiciones pendientes del MLE¹⁹⁸. En efecto, en diciembre aparecieron los criterios para el cálculo de las desviaciones y costes estándar de distribución que, desarrollado con nuevas instrucciones, daban por cerrado el MLE.

La política de la Administración, dado el cambio girado con el MLE y la crisis de Fecsa, era favorable al mantenimiento del diálogo¹⁹⁹. Fruto del mismo, el 26 de septiembre Gómez de Pablos comunicó al ministro de Industria, Claudio Aranzadi, su preocupación respecto al MLE. Desde el punto de vista sectorial, las empresas desconocían los criterios empleados para la fijación de los costes estándar, que favorecerían al sector público (tarifas y compensaciones) en contra de las directrices aplicadas en Europa. Y, desde un punto de vista particular, Iberduero, al minusvalorarse su patrimonio, había salido perjudicada con relación a otras eléctricas en el tema de las compensaciones²⁰⁰. Ante esta situación, el ministro destacó la gran estabilidad lograda con el MLE, especialmente en el tema de Lemóniz, y la inoportunidad de su eventual modificación. Es más, conocidas las nuevas directrices comunitarias, el ministro de Industria esperaba que las eléctricas se pronunciaran de forma unánime y de acuerdo con la Administración sobre el nuevo marco normativo²⁰¹.

En tanto que Iberduero percibió que la aplicación del MLE representaba un problema estructural, estableció una política dirigida a manifestar su disconformidad tanto en Unesa como ante la Administración²⁰².

En el primer foro, esta firma intentó demostrar las deficiencias que para el saneamiento de las eléctricas privadas significaba el MLE y cómo la mejor defensa de sus intereses pasaba por mantener su tradicional unidad. Muy pronto las compañías se convencieron de la primera cuestión, porque las proyecciones financieras del sector no lograban su estabilidad, especialmente sensible al déficit acumulado por desviaciones de la tarifa²⁰³ y a los efectos negativos de unas compensaciones que en algunas sociedades superaban netamente los resultados de explotación.

En la segunda institución, la estrategia de Iberduero se dirigió por la vía judicial. Así, interpuso recurso de alzada contra la Resolución de la DGE (20 de marzo) sobre los costes estándar de generación a efectos de cálculo de las compensaciones, porque no eran homogéneos ni estaban definidos los criterios aplicados²⁰⁴; y por la vía contencioso administrativa, en marzo de 1990, la liquidación definitiva de las compensaciones de 1988 (Resolución de la DGE de 28 de abril), por su elevada cuantía²⁰⁵.

A principios de noviembre, conocidos los nuevos rumores sobre la reestructuración del sector, Gómez de Pablos comentó en la Comisión delegada la conveniencia de «contemplar alternativas que ofrezcan soluciones racionales capaces de dar respuesta a la compleja situación que atraviesa el sector», consensuadas o aceptadas por las empresas, las instituciones financieras y la Administración²⁰⁶. A partir de entonces, Iberduero inició conversaciones en los tres frentes para conocer las posiciones oficiales acerca de este tema.

Inicialmente, la Administración no definió el nuevo diseño, sino que estableció como requisito que cualquier reestructuración tendría que conducir a una mayor racionalidad y eficiencia del sector, guiada por criterios técnicos y profesionales, y no por intereses financieros. En marzo, el ministro de Industria avanzó posibles modelos (integración vertical u horizontal) y añadió como condicionantes de la remodelación, el mantenimiento del MLE y de RE, así como que la nueva configuración empresarial fuera idónea para todas las compañías. Pero no fue hasta finales de julio cuando aquel expresó claramente que las concentraciones debían realizarse únicamente en la fase de generación y de forma interrelacionada y simultánea con el PEN, antes de finalizar 1990²⁰⁷.

Por su parte, el entonces presidente de Unesa, Gómez de Pablos, partiendo de la debilidad del MLE para garantizar la fortaleza económica necesaria con la que afrontar el nuevo ciclo inversor (PEN)²⁰⁸, defendía la soberanía individual de las empresas en la toma de decisiones que afectaban a una reestructuración necesaria para competir en la Europa de 1993.

El mejor conocimiento del diseño perfilado por la Administración provocó que Iberduero tomara una postura de oposición al mismo, no descartando agotar todas las instancias que la legislación le brindaba. Las últimas directrices planteadas el 23 de octubre por el ministro de Industria al nuevo presidente de Unesa, Julián Trincado, conducían, bajo el principio incuestionable de la separación entre generación y distribución, al siguiente modelo: tres compañías generadoras, que, a través de RE, venderían energía a ocho o diez distribuidoras a un precio regulado; la entrada de Endesa en la distribución; y la formación de una sociedad de gestión para la energía nuclear. Este diseño, según Gómez de Pablos, «perjudicaría indefectiblemente a Iberduero» porque, además de incrementar la regulación sectorial y convertir a las eléctricas en meras distribuidoras²⁰⁹, eliminaba buena parte de su tradicional ventaja comparativa: el excepcional valor de su patrimonio hidráulico y la calidad de su mercado.

De este modo, a mediados de noviembre, dado que Iberduero e Hidrola compartían parecidos puntos de vista sobre este asunto, estudiaron un modelo sectorial que, basado en la integración entre generación y distribución, garantizara la cobertura del mercado, el equilibrio financiero de las empresas y la financiación de sus nuevas inversiones, así como la justa distribución de los fondos sectoriales, la minimización del impacto tarifario y la solución definitiva de la moratoria nuclear²¹⁰. Ambas empresas buscaron, una vez concretada su propuesta, la adhesión del resto para influir así en la Administración²¹¹, con la que compartían algunas cuestiones, tales como: a) que la falta de homogeneidad del sector obligaba a abandonar el modelo tradicional, donde cada empresa se responsabilizaba de la cobertura de su propio mercado; b) que cada compañía debería participar en el nuevo ciclo inversor en función de su capacidad financiera, a la que debía contribuir parcialmente la tarifa; y c) que se debía garantizar la integración de Endesa en el mercado de distribución.

Dado que a finales de 1990 y principios de 1991 el modelo esbozado no alcanzó la unanimidad en Unesa²¹², los presidentes de Hidrola e Iberduero le comentaron al ministro de Industria sus trabajos para la obtención de un modelo sectorial flexible capaz de adaptarse al futuro modelo europeo²¹³, así como la necesidad de un pronunciamiento sobre la moratoria nuclear y el encaje de Endesa en el nuevo marco comunitario.

Pese a que los contactos con la Administración eran frecuentes, el contrato de energía formalizado entre RE y EDF y los rumores, finalmente infundados, de un acuerdo entre Endesa y Fecsa²¹⁴, intensificaron el clima de desconfianza. Más si cabe cuando todavía a principios de marzo Iberduero desconocía el modelo de reordenación propuesto por Endesa y la posición de Fecsa en el *holding* catalán.

De este modo, mientras el modelo Iberduero-Hidrola buscaba el mayor consenso posible dentro del sector, ambas firmas estaban a la espera, a comienzos de marzo, de los informes solicitados a varias consultoras nacionales y extranjeras respecto a su complementariedad con vistas a futuras acciones.

De hecho, la OPA lanzada por Endesa sobre Viesgo, previo acuerdo con el Banco de Santander, así como la compra del 2,05% de Fecsa y el 1,5% de Unión, según Gómez de Pablos, propició a principios de abril un mayor acercamiento entre las eléctricas privadas y sus principales accionistas financieros. Y la respuesta no tardó en efectuarse. El presidente confirmaba en la Comisión delegada del día 30 de abril que se había alcanzado «un pleno acuerdo entre los Presidentes de Hidroeléctrica Española, Iberduero y los cuatro bancos presentes en ambas sociedades para iniciar el proceso de integración de las mismas sobre la base de un protocolo»²¹⁵. El acuerdo se puso en conocimiento de los ministros de Economía, Industria y presidente de la CNMV, al tiempo que se solicitó una entrevista con el presidente del Gobierno.

En las sesiones del 7 mayo se modificaron los estatutos del nuevo *holding* creado al efecto, se constituyó el Consejo (Gómez de Pablos ocupó la presidencia de honor, Iñigo Oriol la presidencia y José Antonio Garrido fue el consejero delegado) y se presentó la nueva sociedad a los medios. El 31 de mayo, el Consejo propuso la ratificación formal de los acuerdos que acaba de adoptar HI-Holding S.A., así como la convocatoria de la Junta General de Iberduero. Y ese mismo día se presentó en la CNMV la OPA sobre la totalidad de las acciones, bonos y obligaciones convertibles emitidos por Hidro- la. Aprobada la OPA por la CNMV el 5 de junio, la Junta General se celebró el 25 de junio y el Primer Consejo de Iberdrola I supuso una modificación en la composición de los órganos de administración de la sociedad.

El 25 de junio de 1991 se dio por terminada la primera fase del proceso de integración, la segunda estaba prevista para el 31 de diciembre de 1991²¹⁶.

Notas

- 1 Una superficial mirada a la extensa bibliografía presentada da cuenta de ello.
- 2 Rivero (1997), pp. 189-190.
- 3 Segura (1993), pp. 5-17
- 4 Rodríguez Romero (1995), p. 500, por ejemplo, señala un reforzamiento de esta estrategia por parte de las grandes empresas (más eficientes) ante la distorsión del esquema de incentivos que estableció el MLE. Reinoso (1997), p. 144, habla de la captura del regulador, puesto que en algunas ocasiones resultaba tan importante como reducir el coste, mejorar la gestión y lograr de la Administración un valor estándar alto.
- 5 Garrido (1990), p. 23, señala que la diversidad y disparidad de estructuras técnicas, financieras y jurí-

dicas, difícilmente conducen a un acuerdo total de intereses y frentes comunes ante el intervencionismo proteccionista, alentado tanto por los reguladores como por las empresas. Esta ausencia de estrategia común sectorial, por cierto, se echa en falta por Beato (1988), pp. 21-24, a la hora de defender los intereses legítimos de las empresas españolas en el mercado único europeo de electricidad.

- 6 El concepto tradicional se ha tomado de Pérez Arriaga (1995), p. 83, frente al híbrido imperante en la actualidad en España o de libre mercado existente en Inglaterra, por ejemplo.
- 7 Claro está que existe un lapso de tiempo (unos diez años) en el momento de la toma de decisiones

TABLA 12 Principales aprovechamientos hidroeléctricos del PEN 75 vinculados a Iberduero

| RIO | APROVECHAMIENTO (MW) | POTENCIA (GWh) | PRODUCCIÓN EN FUNCIONAMIENTO | FECHA DE ENTRADA |
|------------------------------|------------------------|----------------|------------------------------|------------------|
| Camba-Conso | II y III | 152 | 287 | 75-79 |
| Cenza | Sotuelo | 164 | 77,1 | 75-79 |
| Trasvase Tuela-Pereira-Pente | Embalse de Portas | | | |
| Tormes | Ampliación Villarino | 270 | 200 | 75-79 |
| Duero | Ampliación Villalcampo | 110 | 192,3 | Id |
| Duero | Ampliación Castro | 110 | 247,0 | Id |
| Porma | Vegamián | 26 | 52,3 | Id |
| Duero | Ampliación Saucelle | 240 | 305 | 80-82 |
| Porrma | Boñar | 7 | 14 | Id |
| Duero | Ampliación Aldeadávila | 800 | 466 | Id |
| | | 1.879 | 1.840,7 | |
| Total hidroeléctrico español | 76 centrales | 11.017,7 | 16.438,2 | |

Fuente: Decreto 13 de febrero, 175/1975, Presidencia. Régimen de concierto en el Sector (BOE 15 de febrero).

de invertir y la puesta en servicio del equipo decidido. Grosman (1990), p. 8

8 *Actas del Consejo de Administración de Iberduero* (en adelante ACAID), 19-10-1973, p. 239.

9 Se proyectaron 6 grupos nuevos en Guipúzcoa, Zamora, Navarra y Vizcaya, aproximadamente, de 1 MW cada uno. Tres de ellos entrarán en servicio antes de 1982.

10 ACAID, 25-10-1974, p. 258

11 La Administración podía conceder los beneficios siguientes: exención de la cuota de Licencia Fiscal durante cinco años; aplicación en su grado máximo de los beneficios regulados por el artículo 1º del Decreto-Ley 19/1961 de 19 de octubre; aplicación de los beneficios de apoyo fiscal a la inversión; libertad de amortización, durante los primeros cinco años, para las instalaciones objeto del concierto; expropiación forzosa por el procedimiento de urgencia de bienes y derechos necesarios para la ejecución de los planes incluidos en el Acta del Concierto, sus ampliaciones previsibles y las servidumbres de paso para vías de acceso, líneas de transporte, distribución y canalización; y, por último, reducciones de hasta el 95% de los impuestos sobre Transmisiones patrimoniales y actos jurídicos documentados que gravaban las ampliaciones de capital de las empresas concertadas e Impuesto general sobre tráfico de empresas, Derechos arancelarios y Compensación de gravámenes interiores que incidían en

las importaciones de bienes de equipo. *Memooria de la Junta General de Accionistas de 21 de mayo de 1976* (Ejercicio 1975), pp. 27-34.

Además, y en atención a las especiales circunstancias que concurren en la producción hidroeléctrica, térmica en centrales de carbón y en térmicas extrapeninsulares, la Administración podía conceder a esta clase de instalaciones los siguientes beneficios complementarios: 1º. Crédito oficial por un volumen de hasta el 40% de las inversiones a realizar, acordadas en la correspondiente Acta de Concierto. Los préstamos disfrutaban de un período de carencia equivalente al que resulte necesario para la ejecución material, con un límite máximo de cinco años; devengando un interés anual del 7% y la amortización se realizaría en veinte semestres iguales contados a partir de la terminación del período de carencia. 2º. Expropiación forzosa para los aprovechamientos hidroeléctricos, siéndoles de aplicación el aprovechamiento expropiatorio especial regulado en el capítulo primero, título III, de la Ley de 18 de diciembre de 1957. Memoria del Ejercicio 1975, pp. 34-35.

12 Véase tabla 12.

13 *Memoria de la Junta General de Accionistas de 21 de mayo de 1976* (1975), pp. 36-38

14 Resultado de esta situación inflacionaria en todos los costos de producción y primer establecimiento, el Decreto 52/1975 de 24 de enero estableció unas nuevas tarifas para suministros eléctricos, a partir

- de 1 de febrero 1975. Según éstas, un 8% de la recaudación se destinaba a compensar las subidas del precio de los combustibles líquidos y carbones destinados a centrales térmicas. Posteriormente, esta cantidad se repartía entre las distintas empresas en función de la elevación del coste del combustible y del incremento de la recaudación que se operara, si bien y por lo que respecta al *fuel-oil*, dichas compensaciones solo tenían el propósito durante un tiempo limitado para que las empresas ajustaran los consumos de este combustible a la media nacional. A cuyo efecto se facultaba al Ministerio de Industria para dictar las órdenes oportunas. Sobre el verdadero origen de las compensaciones y su defensa puede verse Reinoso (1990), pp. 26-33, Pérez Pita (1988), pp. 68-70, o Vila Despujol (1988), pp. 99-106.
- 15 Los créditos aportados por el Banco de Crédito Industrial, con relación a los aprovechamientos térmicos e hidroeléctricos, se estimaron en 5.000 millones de pesetas. Díaz-Caneja (1986a), p. 175.
 - 16 *Memoria de la Junta General de Accionistas de 1979* (1978), p. 14.
 - 17 *Memoria de la Junta General de Accionistas de 24 de mayo de 1980* (1979), p. 19.
 - 18 Esto es, una amplia discrecionalidad dosificando la producción de origen térmico, nuclear y convencional con vistas a obtener el óptimo de la producción en cada momento.
 - 19 *Memoria de la Junta General de Accionistas de 1982* (1981), p. 13.
 - 20 *Memoria de la Junta General de Accionistas de 1982* (1981), p. 13.
 - 21 Sobre las políticas energéticas aplicadas en España, véase Iranzo (1984), pp. 271-287.
 - 22 Pinedo (1995), pp. 213-222.
 - 23 ACAID, 21-10-1982, pp. 137-138. Algún año antes Díaz-Caneja (1986), pp. 163-168, estima la potencia económica viable, tras una interesante reseña histórica de este tipo de trabajos en España.
 - 24 ACAID, 21-10-1982, pp. 137-138.
 - 25 ACAID, 12-12-1985, p. 23.
 - 26 ACAID, 22-11-1984, p. 13.
 - 27 En todo el texto cuando se trate de esta empresa se dirá Unión, pero antes de 1983 se trata de Unión Eléctrica y, tras su fusión con Fuerzas del Noroeste en esta fecha, de Unión Fenosa.
 - 28 Si en el gráfico 2 no es perceptible esta circunstancia es porque en el mismo, y con el fin de evitar las fluctuaciones estacionales, se ha procedido a ofrecer la estructura de la electricidad puesta en red media de tres años.
 - 29 En la medida en que esta estrategia era común a todas las empresas, léanse las consideraciones del presidente de Endesa: Fuster (1988), pp. 37-38.
 - 30 *Memoria de la Junta General de Accionistas de 1983* (1982), p. 22. Las funciones de seguridad y garantía del servicio, así como las de coordinación y optimización de los medios de producción y transporte, se realizaban a través de unos programas de aplicación soportados por un gran centro de cálculo y por un sistema de comunicaciones por microondas que enlazaban las instalaciones que la empresa tenía distribuidas a lo largo de las veintidós provincias donde estaba asentada.
 - 31 ACDID, 14-6-1984, p. 31.
 - 32 Esencialmente ésta se centró en avanzar con relación a los trabajos en tensión, control de calidad y mantenimiento de las instalaciones.
 - 33 Intervenciones programadas, fallos materiales o situaciones de contingencia fueron responsables de un 40% del TIEB (tiempo de interrupción en baja tensión).
 - 34 El primero se encargó de realizar el registro, la facturación y el seguimiento de las inversiones en distribución y el segundo de ofrecer una información precisa sobre cada inversión y sus desviaciones.
 - 35 A todos los argumentos esgrimidos en favor de una mayor eficiencia, obviamente, habría que incorporar también los derivados del cambio regulatorio nacido del establecimiento de Redesa, que según Sánchez Núñez (1993), supuso un ahorro en costes para el conjunto sectorial del orden del 3% desde 1985 a 1991.
 - 36 Esto no resulta extraño si se tiene en cuenta que la empresa anticipaba que dentro del proceso de liberalización sectorial, las políticas de personal y de I+D estaban llamadas a ocupar el núcleo central de la organización interna de la empresa. Véase sobre este último tema Fernández de la Buelga, Escanciano y Riesgo (1995), pp. 93-95.
 - 37 Iberduero en 1985, por ejemplo, ocupó el puesto 14 en el *ranking* español de inversiones en I+D, Bueno, Camino y Morcillo (1987), p. 132. Sobre los inicios del programa de investigación de Unesa, véase Martín Moyano y Zapata (1985).
 - 38 Como indica Oriol (1995), p. 169, los clientes se habían convertido en la clave del desarrollo sectorial,

- dado que las soluciones pasaban de un enfoque tradicional de oferta a un enfoque desde la demanda. Por su parte, Rodríguez Romero (1997), pp. 156-157, concluye que el elemento distintivo fundamental respecto a experiencias anteriores regulatorias no radica tanto en la introducción de mecanismos competitivos en los mercados de generación, sino, más bien, en la introducción y extensión de la capacidad de elección de los consumidores finales.
- 39 La mejor muestra de cuanto se ha señalado es el cambio drástico que tuvieron, por ejemplo, las Memorias de la sociedad a la hora de constatar esta nueva mentalidad. Véase también sobre este particular Gómez de Pablos (1989), p. 162 y, sobre todo, Gómez de Pablos (1988), pp. 25-27. De todos modos, la nueva preocupación social de las empresas, patrimonio de todo el sector, adoptó estrategias diferentes. Véanse, a título meramente ilustrativo, los planteamientos generales del presidente de Sevillana, Ybarra (1988), pp. 37-38. Oriol (1995), pp. 169-171.
 - 40 Para conocer con mayor profundidad los ciclos de negocio de la economía española en este período resulta muy interesante el trabajo de Dolado, Sebastián y Vallés (1993), pp. 445-473, donde, por cierto, las fases por ellos descritas en la p. 471 mantienen una gran coincidencia con las establecidas en el texto.
 - 41 Sobre las relaciones entre PIB y demanda de energía puede verse, por ejemplo, la polémica entre Gascón (1984), pp. 147-149 y Barallat (1984), pp. 107-123. De todos modos, junto a la actividad económica, las variables que explican el comportamiento de la demanda de energía eléctrica son la temperatura, la laboralidad y otros factores de carácter residual. Comisión del sistema eléctrico nacional (1986), p. 42.
 - 42 La adquisición a Unión de los mercados de Ávila y suroeste de Madrid.
 - 43 En 1974 se redujo también la presencia de Iberduero en Extremadura. Si en 1973 suministraba en torno al 41,2% de la energía consumida en Badajoz y el 96,2% de la de Cáceres, a partir de aquel año los porcentajes se situaron alrededor del 20% y el 65%, respectivamente.
 - 44 Véase tabla 4.
 - 45 Serrano (1995), pp. 139-148, nos da algunos valores y explicaciones de interés sobre los cambios en la intensidad energética en España.
 - 46 Una imagen sobre la intensidad energética española en perspectiva comparada con otros países puede verse en Sudrià y Antolín (1994), p. 136.
 - 47 Para tener una imagen ponderada de los balances energéticos regionales en 1980, véase Santamarita (1983).
 - 48 Sobre el efecto desigual del incremento del precio de la energía sobre el nivel general de precios en los diferentes sectores de la economía española, véase el temprano estudio de Centeno (1973), p. 136.
 - 49 Fundamentalmente se explica por las características técnicas de los equipos de generación y transporte de energía, la larga duración de las obras de adecuación e instalación y, derivado de lo anterior, los importantes costes financieros.
 - 50 Espitia (1985) realiza un interesante análisis de la evolución económico-financiera del sector eléctrico ajustando los valores contables a la inflación. El capítulo más afectado es el inmovilizado material, dado que las tasaciones de estos activos se realizaron en muchos casos guiados por su precio de adquisición y no por sus precios corrientes o de reposición. Los resultados de su análisis no contradicen, en términos generales, las consideraciones que se plantean en este artículo, eso sí, presentan una imagen todavía más negativa de la evolución de muchas de las variables utilizadas en estas páginas.
 - 51 Según Reinoso (1988), p. 54, nada menos que el 40% de los costes soportados por las tarifas eléctricas no estaban bajo el control de las empresas que distribuían la electricidad al consumidor. Aquellos recaían en diferentes externalidades, especialmente las subvenciones al carbón y la retribución especial de Endesa.
 - 52 Aparte, claro está, de que las empresas reguladas se aprovecharon siempre que fue posible de las típicas asimetrías de información y, en caso de que la información fuera simétrica, como consecuencia del llamado efecto trinquete (exageración de los costes no gestionables); del efecto Averch-Jhonson (la sobreinversión). Lasheras (1999), pp. 134-150.
 - 53 Esto no quiere decir, ni mucho menos, que el sistema arbitrado fuera el más eficaz. Véase Rodríguez Romero y Castro Rodríguez (1994).
 - 54 Un panorama general sobre la situación económico-financiera del sector y, en concreto, sobre

- este cambio de tendencia puede verse en Maestre (1991b), pp. 71-81.
- 55 En casi todas las ampliaciones realizadas el accionista desembolsó sólo el 70% de lo suscrito porque el otro 30% corría a cargo de las reservas de Regulación de balances. En la ampliación de 1980 este último porcentaje se elevó al 60%.
 - 56 Había una condición alternativa que era la siguiente: que la inversión realizada en el ejercicio fuera mayor o igual al endeudamiento neto del mismo. Para conocer con mayor detalle las condiciones y requisitos del Programa Financiero, véase Ontiveros y Valero (1985), pp. 50-52.
 - 57 Para conocer mejor algunas cuestiones sobre este tema, véase el apartado 4.2.2.
 - 58 La emisión de bonos simples convertibles en acciones de 1988, por ejemplo, tenía como característica principal la posibilidad de conversión trimestral a lo largo de los cinco años de vida de la emisión a un precio preestablecido del 130% del valor nominal de las acciones.
 - 59 Una visión de los efectos de la recesión económica sobre el sector eléctrico y, particularmente, acerca de la importancia que alcanzaron los capitales ajenos puede verse en San Pedro (1986), pp. 86-88.
 - 60 ACAID, 22-03-1979, p. 378.
 - 61 Esta preocupación se trasladó a Unesa que, a principios de mayo, donde se planteó suspender las nuevas emisiones del sector, mientras no se colocaran las antiguas, y recurrir a los créditos extranjeros. Con anterioridad, a finales de 1977, esta entidad convino ordenar cronológicamente las emisiones —normalmente gestionadas por las cajas de ahorros— del sector eléctrico, con el fin de no agotar los recursos y evitar concurrencias perjudiciales. La actitud reticente de las cajas de ahorros a solicitar un crédito al Banco de España para suscribir las obligaciones pendientes, que se reembolsaría con la colocación de las obligaciones en el mercado, despertó en Unesa, en marzo de 1980, la necesidad de crear un mercado secundario constituido por la emisión de bonos a corto plazo, que se prorrataría entre las grandes compañías.
 - 62 Se procedió a una reducción del coeficiente de inversión de la banca comercial, al tiempo que las cajas podían realizar cualquier tipo de operación (en plano de igualdad con los bancos) y reducir su coeficiente de fondos públicos y su coeficiente de créditos especiales (mecanismo de financiación privilegiada del sector público o de sectores de interés preferente). Ministerio de Industria (1978), p. 7.
 - 63 El conde de Superunda indicó a la Comisión delegada que Sevilla e Iberduero eran las únicas eléctricas que habían cubierto sus obligaciones totalmente. Por otro lado, Sevillana se negó a pagar comisiones superiores al 8%. En algunos casos, comentó también, se habían llegado a pagar comisiones del 10% y, como tienen una duración de diez años muchas de ellas, del 19% e incluso más, si se procedía a su amortización anticipada. Esto último porque las comisiones se pagaban de manera adelantada con su primera emisión. De hecho, Alegre (presidente de Unesa) había pedido a las cajas la posibilidad de que las emisiones pudieran tener una cláusula de reembolso anticipado. ACDID, 19-10-1981, pp. 164-165 y ACDID, 25-11-1982, p. 282.
 - 64 ACDID, 8-9-1983, p. 358 y ACDID, 23-2-1984, p. 11. A todo ello hay que sumar Corella (1978), p. 58, el mayor acceso de otras empresas industriales al mercado de obligaciones.
 - 65 ACDID, 18-1-1980, p. 390.
 - 66 Sindicato de Bancos internacionales dirigido por BB, BC, BS, BV, Chase Manhattan, C. Financière de la Deutsche Bank, Dresdner Bank, Morgan Guaranty Trust Co of New York y National Westminster Bank Group, crédito de interés flotante, p. 192.
 - 67 En efecto, los intereses devengados (7% y 9%, respectivamente) de estas dos últimas operaciones eran francamente favorables respecto a la cotización de las obligaciones de Iberduero (13,25%).
 - 68 De hecho, las proyecciones de la empresa en julio mostraban «la solidez de (nuestra) [la] Sociedad pese a la magnitud de Lemóniz», a la par de que «Iberduero (es) [era] un magnífico cliente bancario», porque tenía un flujo de transacciones por cobros y pagos del orden de los 450.000 millones anuales y un patrimonio hidráulico amortizado, cuyo coste de combustible era nulo. Por tanto, un cliente muy atractivo para la banca extranjera. ACDID, 22-7-1982, p. 246. Sobre el papel de la banca dentro del sector, véase Blázquez (1988), pp. 97-98.
 - 69 120 millones de dólares —90 y 30 respectivamente—; 30 millones de libras; 40 millones de francos suizos; y 2.500 millones de pesetas.

- 70 La nueva normativa establecida en octubre de 1983 establecía, entre otros temas, un fondo destinado a las obligaciones financieras y reales en curso cuyo futuro no sea contemplado en las previsiones del PEN; establecía que el 1,5% de la facturación fuera destinado a la amortización del inmovilizado en explotación y/o a reducir los gastos financieros capitalizados en el ejercicio anterior; y un nuevo sistema de compensaciones entre empresas. Hay que tener en cuenta que se calculaba que las compensaciones satisfechas por la paralización de grupos nucleares —Lemóniz—, de acuerdo al fondo creado RD 13-10-83, a Iberduero le correspondían 23,5 mil millones de pesetas.
- 71 Chase —100 millones de dólares y 5.000 millones de pesetas—; BV —8.000 millones de pesetas—; y el Mitsui —20.000 millones de yens—.
- 72 ACDID, 8-3-1984, p. 16.
- 73 En el mercado doméstico 110.000 millones de pesetas —46% en obligaciones— y en el de divisas 450 millones de dólares —dólares, ecus o francos suizos—.
- 74 Así, se tomó la decisión, primero, de solicitar ofertas a las entidades financieras afines (70.000 millones a BB, BV BC, CECA y Cajas Vascas), estimulando al máximo la debida competitividad, y, después, previa concertación de créditos puentes (de cuantía inferior a 10.000 millones⁷⁵) para evitar las clásicas tensiones de tesorería, gestionar préstamos en divisas (hasta 250 millones de dólares).
- 75 Favorables en coste, vida media y flexibilidad —porque el 53% incorpora la opción de elegir los tipos de interés de referencia y en dos operaciones se incluía la posibilidad de movilizar el crédito en pagarés de empresa. De los 115.000 millones, 65.000 millones de pesetas se distribuyeron del siguiente modo: 10.000 millones cada: BC; BHA; Chase; y BB-Citibank España; entre 8.000 y 10.000 millones: National Westminster March; y entre 4.000 y 5.000 millones la Federación Cajas Vasco-Navarra. Un Sindicato de bancos dirigido por el Central, por otro lado, tenía un límite de 10.000 millones.
- 76 Actuaron como *dealers*: Chase, Crédit Suisse-First Boston, Merrill Lynch y Citybank. Para conocer mejor los nuevos instrumentos financieros utilizados por el sector eléctrico, véase Valle-Iturriga (1991), pp. 335-352.
- 77 Para comprender mejor el importante giro dado por los mercados financieros respecto al sector eléctrico entre la primera crisis del petróleo y el recién establecido MLE, véase Garrido (1988), pp. 87-89 o Zurutuza (1988), pp. 91-95.
- 78 Como señaló Blázquez (1988), p. 98, el reto financiero a partir del MLE iba a residir precisamente en poner cada vez más énfasis en la gestión de la deuda y menos en la captación de recursos.
- 79 Liderada por Chase y formado por un reducido número de instituciones residentes en España, para evitar la aplicación del Withholding tax, tipo impositivo del 20% sobre los intereses pagados.
- 80 Los primeros tuvieron como principales clientes a agentes institucionales y estaban limitados a plazos cortos, mientras que los segundos se dirigieron a clientes particulares y plazos largos.
- 81 En el primer caso casi en dos puntos porcentuales sobre el coste por intereses (10,9%) y en el segundo 10.700 millones de endeudamiento exterior.
- 82 Claro está que con las puntas clásicas del vencimiento de los pagos, excepcionales en 1978 y 1986.
- 83 Y es que, como señala Ontiveros y Valero (1985), «el sector eléctrico ilustra a la perfección el grado de vinculación existente entre las decisiones de inversión y financiación», pp. 45-46.
- 84 Aproximadamente, el 22% del sector; esto es, el 1,5% de la formación bruta de capital fijo española.
- 85 Para tener algunas referencias comparativas sobre el sector en el ámbito bursátil véase, por ejemplo, Torrero (1991), pp. 309-312.
- 86 También fue muy importante en todo el sector que, como prácticamente se había finalizado el ciclo inversor previo, las eléctricas se beneficiaron de la reducción de costes derivadas de: a) la propia diversificación productiva —disminución de costes variables—; b) la mayor utilización de las instalaciones; y c) la menor inversión y mejores condiciones financieras. Véase al respecto el interesante trabajo de Huidobro (1988), pp. 73-85, relacionando los diferentes ciclos inversores y niveles de endeudamiento del sector eléctrico español.
- 87 Respecto a las primeras, léase a Jiménez Pérez (1999), pp. 123-131 y en cuanto a las segundas Ontiveros (1986), pp. 81 y 83, reconoce cierta descapitalización (desembolsos superiores a las entradas de recursos de capital de aportaciones de sus propios accionistas), junto a una conducta inapropiada respecto a la debida transparencia informativa a los inversores.

- 88 Además, según Berges (1985), p. 60, la reducción del dividendo no hubiera garantizado al accionista una mayor rentabilidad relativa de sus inversiones por la supuesta mejora de las cotizaciones. Ahora bien, este mismo autor entiende que los accionistas de las eléctricas recibieron históricamente una rentabilidad superior al riesgo inversor asumido con relación a otros sectores de actividad.
- 89 ACDID, 24-2-1983, p. 304.
- 90 Respecto a este particular, en la Comisión delegada se comentó que el sector constituía una economía de costos, suponiendo el dividendo una partida necesaria para la atracción de capitales. Además, su naturaleza de servicio público regulado, con tarifas insuficientes, explicaba que las amortizaciones empresariales alcanzaran valores mínimos. ACDID, 24-3-1983, p. 313.
- 91 Iberduero desde 1979 fue una de las primeras empresas en utilizar la auditoría externa. Además, según comentó en su día Areitio en la Comisión «nuestro compromiso de Auditoría construye cualquier «ortopedia» contable que pretenda aplicarse, ya que se exige una continuidad y rigor en el criterio adoptado». ACDID, 22-5-1981, p. 123.
- 92 Cabellos (1991), p. 219.
- 93 Órdenes de 26, del 14 de abril y de 21 de febrero de 1985 que desarrollaban los Decretos 18 de abril de 1984 y el Decreto de 2 de febrero de 1985.
- 94 ACAID, 4-10-1988, p. 37.
- 95 Una descripción sobre los objetivos del PEN, véase en Álvarez Vara (1975), pp. 33-47.
- 96 El primer atentado afectó al segundo generador de la unidad I y el segundo inutilizó un tanque de aceite del edificio de turbinas y provocó la muerte de un trabajador.
- 97 La terminación de la segunda unidad se establecía casi siempre un año después de la primera.
- 98 Así lo hizo saber, por ejemplo, el nuevo presidente del Gobierno, Calvo Sotelo, en su discurso de investidura —marzo de 1981—. Álvarez Miranda (1983), p. 246.
- 99 Tal y como se había producido en Austria con la central nuclear de Zwentendorf a finales de 1978. El Parlamento vasco, en junio de 1980, constituía la Comisión Especial de Encuesta para estudiar las condiciones técnicas y legales del proyecto de Lemóniz y sus consecuencias económicas y sociales.
- 100 Tenía un coste anual de 14.000 millones en concepto de intereses intercalarios.
- 101 Esto se hizo saber a Calvo Sotelo y Garaikoetxea en la preparación de su encuentro de 28 de julio.
- 102 En este sentido, a principios de septiembre, el PNV planteó como la constitución de una sociedad pública de Energía vasca que, junto a la electricidad incluía el gas y la conservación de la energía.
- 103 Para tener una idea sobre el significado de la Ley Orgánica de Armonización del Proceso Autonómico de 14 de octubre de 1983, véase García de Enterría (2003), pp. 11-12.
- 104 ACDID, 3-9-1981, p. 146.
- 105 Según hizo saber el ministro de Industria a Gómez de Pablos, de quien procede la cita ACDID, 13-2-1982, p. 178.
- 106 Esta propuesta se remitió al ministro el 27 de enero mediante una carta.
- 107 En primer lugar se firmaron el Convenio de Gestión y sus anexos (Consejero de Industria del Gobierno vasco y Gómez de Pablos); seguidamente la Declaración de apoyo a la fórmula de escisión de Lemóniz del resto del patrimonio de Iberduero (Ministro de Industria, Lehendakari y Diputado General del Señorío de Vizcaya); y, finalmente el Acuerdo político (Lehendakari y Ministro de Industria).
- 108 En aras a la solución del problema, el Gobierno español modificó sus iniciales reticencias a la sociedad de gestión y el vasco asumió el coste político de sustituir el referéndum por el control público.
- 109 ACAID, 25-3-1982, p. 105.
- 110 ACAID, 25-3-1982, p. 106.
- 111 Éstos se valoraron en una inversión pendiente de 20.000 millones para la puesta en funcionamiento de la Unidad I.
- 112 ACDID, 6-5-1982, p. 214.
- 113 ACDID, 6-5-1982, p. 218.
- 114 ACAID, 12-5-1981, p. 114.
- 115 La postura del Gobierno, a través de la prensa, tenía como común denominador, como resume el titular de Diario 16, «Se terminará a cualquier precio». Pero, como se podía deducir de las palabras del vicepresidente del Gobierno (Martín Villa), no se daba solución alguna. Esta postura poco clara y comprensible en los políticos, sobre todo en períodos preelectorales, no era válida para Iberduero. De ahí que la compañía comunicara (al Comisario de la Energía y el Consejero de Industria del Gobierno

- vasco) la medida que se iba a adoptar de suspensión — no resolución — de los contratos.
- 116 Esta última declaración, entre otras consecuencias, había llevado a 110 técnicos a tomar la decisión de no volver a trabajar mientras persistieran aquellas circunstancias.
- 117 A instancias del ministro de Industria.
- 118 ACAID, 12-5-1982, pp. 117-119.
- 119 ACAID, 12-5-1982, p. 120.
- 120 La escisión supondría el traspaso en bloque del activo y pasivo afecto a una sociedad anónima de nueva creación recibiendo Iberduero la totalidad de las acciones, por tanto, ni la sociedad madre se extinguía ni las acciones de la nueva se entregarían a los accionistas de Iberduero, sino que figurarían en el balance por valores equivalentes de un inmovilizado material por un inmovilizado financiero.
- 121 Hay que recordar que los Pactos de Lemóniz facilitaban la escisión concediendo los beneficios fiscales en su grado máximo y que Iberduero se comprometía a no enajenar las acciones de la nueva sociedad al menos hasta 1985.
- 122 La elevada cuantía de los mismos está parcialmente «forzada» porque Iberduero operó contablemente como si la escisión se hubiera producido antes de que fuera realmente efectiva.
- 123 No se podía aplicar la Ley de Intervención de 1-9-39 por su dudosa constitucionalidad y no ser Lemóniz una central en marcha.
- 124 ACDID, 28-7-1982, p. 249.
- 125 Como señaló Gómez de Pablos, el RD podía ser demagógicamente utilizado por los violentos como «un contubernio Gobierno español e Iberduero contra el pueblo vasco ACDID, 28-7-1982, p. 254.
- 126 En el Consejo de Intervención también participaban, junto a Iberduero, los Gobiernos central y vasco.
- 127 Iberduero quedaba exento en este capítulo. El límite de la cuantía que debía aportar el sector se situó en 15.000 millones de pesetas y la duración se limitó como máximo a dos años.
- 128 Esto se entendió así porque la incautación pactada se consideró peligrosa e inaceptable el abandono puro.
- 129 ACDID, 28-7-1982, p. 259.
- 130 ACDID, 23-9-1982, p. 262.
- 131 De incluirse Lemóniz en el PEN, esta firma podría seguir activando gastos sobre este activo en curso, aliviando la cuenta de resultados anuales. Acerca de la política energética socialista, véase Solana (1983), Del Pozo (1983) y Solchaga (1983).
- 132 El protocolo fue firmado en Madrid el día 6 de mayo de 1983 por el ministro de Industria y Energía (Carlos Solchaga), y los presidentes de Iberduero (Manuel Gómez de Pablos), Endesa (Julio Calleja González Camino), Hidrola (José María de Oriol y Urquijo), Fecsa (Juan Alegre Marcet), Sevillana (Manuel Cortázar Landecho) y Unión (Julio Hernández Rubio).
- Antes de finalizar abril la Administración le entregó al sector un Borrador de Protocolo abierto a sus consideraciones. En el mismo se partía de la nacionalización de la Red de Alta Tensión (RAT) y del control por el Estado de la explotación del sistema, al tiempo que el Gobierno se comprometía a no realizar nuevas nacionalizaciones y a asegurar la viabilidad del sector. De este modo, como señaló Superunda en la Comisión delegada de Iberduero, las negociaciones con la Administración se abrieron, precisamente por Gómez de Pablos, ante el convencimiento de que la potenciación de Aselétrica no iba a ser suficiente para evitar que el PSOE cumpliera su programa electoral. ACDID, 28-4-1983, p. 323.
- 133 Hay que tener en cuenta que el compromiso de financiación de las actividades del Consejo de Intervención por cuenta del sector no suponía alteración sustancial, porque excluía los intereses intercalarios y se concedía en calidad de anticipo eventualmente reintegrable.
- 134 Fue firmado el 3 de octubre por J. Alegre Marcet, José M.^a de Oriol y Urquijo, Manuel M.^a de Cortázar Landecho, Manuel Gómez de Pablos, Julio Hernández Rubio, Julio Calleja y González Camino, ACDID, 22-9-1983, p. 376.
- 135 Respecto a la primera cuestión, por ejemplo, las dificultades de las compañías por remitir a la Administración sus presupuestos reales antes de junio de 1984 para la elevación de las tarifas de 1983, iba a agravar la situación financiera de las empresas. Tal es así que Iberduero, tras expresar al ministro de Industria el 28 de octubre la necesidad de reestablecer la confianza, se planteó negociar con la Administración directamente, puesto que la presidencia de Unesa representaba una sociedad debilitada y con poco

acceso a aquélla. Y es que, según el Presidente de Iberduero, había más problemas dentro del sector que entre éste y la Administración.

- 136 RD 18 de abril de 1984 y OM de 26 de abril de 1984.
- 137 Como se ha indicado, bajo determinadas condiciones este programa concedía a las empresas la posibilidad de repartir un dividendo superior al 8%.
- 138 Para conocer los rasgos financieros del sector y el Programa Financiero establecido por la Administración puede verse Ontiveros y Valero (1985).
- 139 Esta aclaración deja claro que las competencias de la nueva sociedad estatal de transporte no debían entrar en contradicción con la propiedad y la gestión de las empresas eléctricas.
- 140 Respecto al primer tema, el sistema de compensaciones interempresas, finalmente cada firma había quedado liberada en Unesa para presentar sus propuestas a la Administración. Así lo hicieron, entre otras, Iberduero y Sevillana, mientras que Española, Unión y Fecsa la enviaron conjuntamente. En la medida en que Iberduero aparecía en esta última como pagadora (36 a 40.000 millones al año) y el resto como receptoras, esta compañía insistió ante el grupo de trabajo de la Administración (dirigido por Beato) que prioritariamente había que resolver el problema financiero y de reestructuración y que, en todo caso, había que posibilitar que las pagadoras pudieran repartir dividendos. El problema residía, según Iberduero, en que había dos grupos, las empresas que habían invertido por encima de sus posibilidades y el resto. La posición de Alegre era que este sistema respetara la individualidad de cada empresa (historia, gestión y medios), pues lo contrario suponía «aceptar una nacionalización encubierta». ACDID, 4-5-1984, p. 26.
- 141 La Comisión delegada de Iberduero estudió la incidencia de las compensaciones en las proyecciones financieras de 1984-1988 y consideró que las soluciones pasaban por el sacrificio de las empresas a la hora del saneamiento (reducir dividendos, transferencias de activos y auditorías externas) y por una política realista de la Administración. Lógicamente, los intercambios de activos y el sistema de compensaciones había que contemplarlas simultáneamente con objeto de que las empresas pagadoras (activos y compensaciones) no vieran comprometido su futuro. Y estas últimas como un sis-

tema provisional hasta que el sector fuera viable después de 5 años.

- 142 Resolución de la DGE del 12 de julio y conforme a la OM de 14 de octubre de 1983.
- 143 La cuota de reparto se establecía fundamentalmente entre Lemóniz y Valdecaballeros (49,1%) y, a bastante distancia, Trillo (1,8%).
- 144 Además, con dicho fondo, Iberduero debía financiar el Consejo de Intervención de Lemóniz y reintegrar las cantidades aportadas por las empresas de Unesa (4.000 millones), frente a lo acordado en su día con el sector.
- 145 Pagó por esta operación 28.000 millones de pesetas.
- 146 El tema de intercambio, desde el punto de vista energético, era que Unión tenía un excedente de 1.200 MW. Los activos que tenía que ceder Unión eran: 950 MW (200 Almaraz, 400 Trillo y 350 La Robla). Iberduero era deficitaria en energía preferente (200 MW). La solución de que ésta adquiriera 600 MW (200 Almaraz y 400 Trillo) no era aconsejable porque colocaría a Iberduero en una situación financiera muy difícil (el 44% de sus ingresos aproximadamente se destinarían a fines no productivos de la sociedad).
- 147 Como, por ejemplo, resolver el problema de las empresas catalanas a través del sector público y el de Unión a través del privado.
- 148 Al mismo tiempo, resultaban muy adecuados, por la ubicación de las centrales, para la cobertura del mercado madrileño y extremeño, y mejoraban la alternativa de adquisición de Anllares o de la Robla, evitando la eventualidad de que las compensaciones siguieran incidiendo sobre la potencia adquirida en carbón.
- 149 Y también la venta de acciones de Iberduero y filiales de ERZ a Endesa (en las que el grupo público estaba muy interesado para entablar negociaciones con Fecsa). Iberduero propuso, por tanto, la siguiente aclaración, que debería incorporarse al Preámbulo del apartado expositivo 6:
«A efectos de la futura compensación de los grupos nucleares cuyas obras de construcción no se hubieran reanudado el 1 de enero de 1988, las obligaciones financieras y reales a que se hace referencia en la OM de 14 de octubre de 1983 y RD 774/1984 de 18 de abril, serán al 31 de diciembre de 1987 las correspondientes a la deuda reconocida en dicha fecha a cuya amortización se aplicarán los recursos del fondo». ACAID, 4-12-1984, p. 12 vuelto.

- 150 Dado que el punto 6 se fijaba la deuda reconocida de las centrales paralizadas a efectos de compensaciones a la existente a finales de 1987 (31-12-87), esta empresa entendía que la disposición resolvía el destino del fondo a corto plazo, aunque la exposición de motivos habla del medio y largo plazo, porque deja a discreción de la Dirección General de la Energía una vez expirado aquel (finales de 1987).
- 151 Facilitó un borrador de Resolución interpretativa de la emitida el 21 de noviembre de 1984, redactada por consejeros de Iberduero donde se manifestaba la voluntad de la Administración a la amortizaciones de las obligaciones derivadas de la parada nuclear, con cargo al fondo establecido en la OM 14-10-83, tal y como éstas se definían en la OM 11-2-85. A efectos de compensaciones de intereses, la deuda reconocida a finales de 1984 de los dos grupos de Lemóniz ascendía a 253.000 millones, el 60,83% de la deuda reconocida para todas las unidades nucleares paralizadas.
- 152 El 22 de febrero se publicaron las OM de Desarrollo del Programa Financiero para el sector eléctrico, donde la Administración determinaba el marco para que las empresas pudieran fijar sus objetivos y acogerse al programa de repartir dividendos.
- La normativa sobre saneamiento financiero en los tres últimos incrementos de tarifas obligaba a las empresas del sector a destinar parte de sus ingresos a un fondo de saneamiento financiero. La cuantía se estableció, primero, 1,5% de facturación, después, 2,8% y 3,4%. Para que las empresas pudieran disponer libremente de este fondo se fijaron los siguientes requisitos: a) elaboración de un plan de información contable; b) presentación a la DGE de los estados financieros auditados, donde se debía justificar que el fondo de saneamiento se aplicaba a incrementar las amortizaciones y/o disminuir los gastos financieros activos; y c) limitación de dividendo. La inversión realizada debía ser mayor que el endeudamiento o bien los fondos captados vía ampliación de capitales mayores que los distribuidos por vía de dividendo, en caso contrario el dividendo debería ser menor del 8% neto.
- 153 El objetivo último de éstas, según su preámbulo, es lograr el equilibrio entre las estructuras de producción y mercado de las diferentes empresas, calificando de año de transición 1984, por cuanto el sistema de compensaciones anterior sólo contemplaba las diferencias de costes variables mientras que ahora se incluían los hijos.
- 154 La postura de la patronal se concretó después de algunas variaciones respecto a los intercambios de partida, el día 30 de octubre, en una carta enviada por Alegre al ministro de Industria y se completó, el día 15 de noviembre, con las proyecciones individuales hasta 1990. Sin embargo, los acuerdos quedaron condicionados por una cláusula de reserva de Endesa a la aceptación de su precio contractual por el Grupo de empresas. Por su parte, el ministro de Industria (Solchaga), el 27 de diciembre, de un lado, aclaró que la propuesta del sector sobre actuaciones complementarias debía entenderse como un segundo período de saneamiento, una vez finalizada la fase de reequilibrio con los intercambios. Y, de otro lado, a petición de las empresas, estableció un arbitraje sobre los precios que debían regir provisionalmente en el contrato Endesa-Grupo de empresas hasta 1987.
- 155 Este consistía en: a) Aprobación del Plan Global —propuesto por las empresas a finales de octubre— a que se refería la L 49/1984, con la consiguiente concesión de los beneficios fiscales previstos; b) Realización y consolidación de los intercambios de activos; c) Definición y establecimiento de una política tarifaria suficiente; d) Garantía de refinanciación y estímulos a la inversión con una política fiscal adecuada; e) Mantenimiento del fondo de compensación hasta que quedaran saldadas las obligaciones financieras y reales derivadas de la moratoria, garantizando la total amortización de las centrales no contempladas en el PEN; f) Elaboración de un plan de saneamiento financiero individual y colectivo de las empresas, acomodando la normativa económico-financiera a efectos de que aquel pueda atemperarse a la evolución de los ingresos.
- 156 Posteriormente, se ofreció a Unión la adquisición de 310 MW de Almaraz, 364 de Trillo y 400 GWh de Madrid y Ávila por 147.000 millones, apoyada en el informe de Rivero.
- 157 El Consejo de Administración, el 17 de octubre de 1985, aprobó adquirir de Unión Eléctrica-Fenosa:

16,6% de Almaraz, el 33,5% de Trillo, un mercado constituido por la totalidad de la provincia de Ávila y una zona del suroeste de la provincia de Madrid, colindante con Ávila y con el mercado de Iberduero en la provincia de Madrid (400 GWh); otro mercado constituido por el este de la provincia de León (Santa Marta y Sahagún) y una zona de la provincia de Palencia (Saldaña y Fromista), en permuta por un mercado de la zona sur de la provincia de Lugo (Quiroga y Ribas del Sil) y el suministro a Minero Siderúrgica de Ponferrada (31,5 GWh). Y de Endesa: 13% Trillo. Todo ello por un precio que tomaba como referencia la valoración del conjunto a 31 de diciembre de 1984 y un límite máximo de 170.000 millones de pesetas. ACADE, 17-10-1985, p. 16.

158 ACDID, 9-1-86, pp. 2-3; Gómez de Pablos señaló que «con los acuerdos alcanzados se ha cubierto una etapa muy importante que no dudaría en calificar de histórica» ACDID, 17-10-1985, p. 58.

159 El guión tenía como título «Acciones y compromisos a realizar por parte de las Empresas», y el epígrafe controvertido «Saneamiento Contable».

En otro orden de cosas, habida cuenta de que la Administración no se pronunció sobre las medidas complementarias relativas a los intercambios, Alegre remitió una carta el 16 de enero de 1986 a los ministros de Industria y de Hacienda solicitando la aprobación del Plan Global y los beneficios fiscales en su grado máximo, señalando que ambos extremos eran condición suspensiva para la efectividad de la operación de los intercambios. Alegre le envió un escrito al ministro de Industria que presenta de forma global el estado de la situación del saneamiento del sector. Tras hacer referencia a la recuperación de una parte importante del equilibrio financiero con los intercambios de activos (condición necesaria pero no suficiente para la viabilidad) señalaba que se hacía preciso culminar el proceso de reestructuración del sector en los términos del Protocolo de 1983 y que resultaban imprescindibles las medidas complementarias, indicando los perjuicios del retraso. Le acompañaban tres anexos: medidas complementarias (tarifas, beneficios tributarios, moratoria, compensaciones, saneamiento, desarrollo de la disposición adicional segunda de L. 49/84), borrador de la propuesta del segundo Protocolo y finalmente una relación de cuestio-

nes que debían incluirse en el Reglamento que desarrollara los beneficios tributarios concedidos a los Intercambios.

160 Previamente, en noviembre de 1984, la DCE deseaba que los activos correspondientes a Lemóniz fueran siendo amortizados, no sólo con cargo al fondo de saneamiento sino también con cargo a reservas, Gómez de Pablos hizo saber al ministro a mediados de diciembre de 1984 su preocupación por la posibilidad de volver a reconsiderar un problema que ya tenía una solución institucional y suponía unos 16.000 millones anuales (diferencia de los intereses pagados y las sumas recibidas por compensaciones).

161 La postura de la Administración, así pues, era mantener los grupos nucleares paralizados; éstos deberían ser amortizados con el fondo establecido a este fin, más el esfuerzo de las empresas implicadas; incentivar la desaparición de activos sobrevalorados o ficticios; e intervenir más en la distribución y aplicación de fondos de saneamiento. En este contexto, Iberduero tan sólo apuntó que las acciones de saneamiento deberían realizarse mediante planes individuales con cada empresa y, como siempre, que esta firma había participado en los intercambios sobre la base de una solución institucional de Lemóniz.

162 El documento, por tanto, no suponía grandes alteraciones respecto a lo dicho por el ministro, salvo una alusión al espíritu de concertación y el compromiso de reuniones conjuntas —empresas y administración— en el preámbulo y un desglose de los párrafos 1 y 7. Éstos decían que el saneamiento se realizaría en los plazos compatibles con la viabilidad económico-financiera de las empresas y de acuerdo con los informes de las auditorías. Y que se establecería, durante cuatro años, una política tarifaria que, teniendo en cuenta los costes, permita disminuir progresivamente el desequilibrio financiero de las empresas y el saneamiento de los inmovilizados nucleares no previstos en el PEN, manteniéndose el mecanismo de financiación vigente. Así pues, el saneamiento contable reconocido en las auditorías consistiría en amortizar contra reservas sobre la sobrevaloración que pudiera existir y el del resto de los activos debería hacerse con medios reales de financiación, deducidos de las tarifas, bien a través de mecanismo vigentes u otros por establecer.

- 163 A finales de enero, el director de Administración y Finanzas concretó la estrategia financiera, basada en la diversificación de fuentes y tipos de interés, para obtener 179.000 millones necesarios.
- 164 A principios de abril, Iberduero vio la oportunidad de iniciar un proceso de diversificación industrial en sectores menos intervenidos, aprovechando las sinergias de su actividad tradicional: importante mercado potencial, capacidad financiera excedentaria y *know how* tecnológico de primera línea. Al mismo tiempo se estaba estudiando la colaboración con otras sociedades y entes públicos en los campos de la gestión energética integral, distribución de gas, telecomunicaciones, astrofísica, etc. La finalidad era abrir nuevas oportunidades de negocio con interesantes rentabilidades, desconcentrar riesgos y aprovechar al máximo sus activos y equipo humano. Existía como precedente Vamoinsa (Valores mobiliarios industriales S.A.) creado en marzo de 1981. En junio de 1987 se constituyó Proindesa (Promotora de iniciativas de desarrollo S.A.) para desarrollar las actividades realizadas hasta entonces por Iberduero en conservación de la energía, gas natural, telecomunicaciones y astrofísica y Beazsa (Bizcaiko Enpresa Eta aurterapen zentrua S.A.) para el nuevo desarrollo de actividades empresariales innovadoras para contribuir a la reconversión y desarrollo económico de Vizcaya. En junio de 1989 se estudió la posibilidad de participar, junto a destacadas empresas, en la constitución de dos grandes sociedades que abordararan la gestión de grandes proyectos industriales y la creación de una sociedad para la innovación y promoción de nuevas tecnologías, con especial atención a la inteligencia artificial. Respecto al primer tema se realizaron estudios de mercado (cogeneración, aprovechamientos de residuos sólidos urbanos, autovías y ferrocarriles, etc.), y en octubre se constituyó Gestec con capital social de 150 millones en sociedad con Sener (se esperaba la incorporación del BBV). Respecto al segundo tema, se estudió la oportunidad de constituir una sociedad orientada a la promoción de actividades emergentes (que permitieran un cierto desarrollo comercial en productos y mercados) basada en la inteligencia artificial y en sistemas informáticos avanzados, que se concretó en la constitución de una sociedad con un capital inicial de 200 millones en sociedad con el BBV (45%) y Carnegie Mellon University (10%). En septiembre de 1990 se contaba con participación en Gamesa, sociedad cabeceira de nuevas tecnologías. En noviembre de 1990 se firmó un contrato de colaboración con Secomtel S.A. y otros, donde participaban el BBV, Racal Telecom PLC y otros con objeto de desarrollar en España la explotación de servicios de telecomunicaciones y en concreto de servicios de telecomunicaciones móviles y personales y otras actividades vinculadas.
- Acerca del proceso de diversificación industrial en el sector eléctrico, véase Lored y Suárez (1997), pp. 100-108.
- 165 RD 441/1986 de 28 de febrero. De acuerdo con la estrategia a corto plazo, a mediados de mayo, Iberduero entregó la documentación establecida por la OM 6-3-1986 para la distribución del 65% del fondo citado del 3% de la recaudación referida al programa de reducción de costes y mejora de la gestión. En la misma se explicaba el programa de minimización de costes realizado por la empresa desde el comienzo de los años ochenta y la planificación futura (7 volúmenes). A mediados de julio Iberduero quedó excluido del reparto provisional del 35% restante referido al saneamiento con cargo a reservas, dado que Sayago carecía de autorización para su construcción y que no se reconoció la actualización realizada sobre la deuda de Lemóniz aplicada en 1985.
- 166 En cuanto a la deuda no reconocida, a corto plazo, Iberduero amortizó a su cargo la parte correspondiente a los 35.000 millones de regularización. Respecto al resto, 45.000 — diferencia cambio activada — intentó negociar con la Administración, aunque con poco éxito, dado su criterio de valoración de activos.
- 167 ACDID, 10-4-1986, p. 14.
- 168 En la entrevista que tuvo Gómez de Pablos con el ministro de Industria el día 5 de diciembre, aquél comentó que, para solucionar los problemas del sector, deberían elaborarse planes específicos para las empresas que atravesaban dificultades y no nuevos planes globales. Asimismo se justificó la ralentización de los programas de construcciones hidroeléctricas de Iberduero y la necesidad de mantener el espíritu de concertación de este monopolio natural regulado.

- 169 Fruto de ésta, a principios de enero, se constituyó una comisión mixta integrada por representantes del sector y Redesa a efectos de superar las diferencias surgidas respecto al establecimiento y funcionamiento de los centros regionales de explotación. Paralelamente, la Administración constituyó a finales de febrero un Grupo de trabajo tripartito (Administración, Unesa y auditores), establecido para realizar un análisis real de las proyecciones económicas-financieras para los próximos diez años y promover un sistema tarifario automático para 1987. Éste se constituyó a finales de febrero.
- 170 Se desconoce si dentro de este contexto se puede explicar que el nuevo presidente de Fecsa fuera Magaña, consejero de Iberduero.
- 171 ACDID, 11-3-1987, p. 42.
- 172 Iberduero participó en la ampliación de capital de Fecsa, limitando su participación al 1,95% percibido por el programa de mejora de la gestión (3.848,2 millones; el 16,6% del total ampliado), que la Administración permitió transferir a las empresas.
- 173 La ampliación fue de 75.000 millones. Como el 24% ya fue cubierto por el sector en la anterior ampliación, el 76% se repartió de la siguiente forma: 36% el sector (un tercio Endesa; otro Iberduero; el resto las demás eléctricas) y 40% bancos y cajas.
- 174 ACAID, 2-12-1987, p. 32.
- 175 ACAID, 2-12-1987, p. 32.
- 176 El sector participaba con el 31,51% e Iberduero con el 8,43%.
- 177 Esto es, el sistema de retribución de los ingresos globales del sector.
- 178 ACDID, 11-3-1987, p. 32. Opinión contraria, por ejemplo, sostiene el director general de la Energía, Pérez Pita (1988), p. 70.
- 179 ACDID, 11-3-1987, p. 32.
- 180 Unesa preparó una nota alternativa al borrador, que Oriol leyó al Director General de la Energía, mostrando los criterios del sector (consensuada por todos menos Unión), que, entre otras cuestiones, no aceptaba (dentro del capítulo relativo a costes externos y contingentes) la regulación definitiva de los costes derivados de la moratoria nuclear. Y le propuso el nombramiento de una comisión negociadora mixta (sector/Administración).
- Un esquema sobre el sistema de compensaciones puede verse en Maestre (1990), pp. 41-44.
- 181 A finales del mes de marzo, la Administración remitió a las empresas un cuestionario para valorar los costes estándar a utilizar en el sistema de compensaciones. El 1 de abril Gómez de Pablos le recordó al Secretario General de la Energía que su firma condicionó el intercambio de activos a una solución institucional respecto a Lemóniz, que habría de ser definitivamente articulada en negociaciones bilaterales a desarrollar entre la Administración e Iberduero. Éste, de paso, le comentó que el sistema de compensaciones para 1987 sería análogo al de 1986, mientras que el de 1988 se fijaría dentro de los términos del proyectado MLE y que entendía que Iberduero podía repartir un dividendo del 8,5%.
- A mediados de mayo, la Administración quería acelerar el MLE para terminarlo antes del verano. Se deseaba enviar un borrador de éste a las empresas para su discusión en septiembre (al menos tarifas y compensaciones), con el fin de publicarlo en noviembre. La política de Iberduero en este tema, igualmente, fue intervenir en la discusión del borrador del MLE en orden a vigilar los intereses de la empresa.
- 182 Aunque, eso sí, esta ley iba a limitar la libertad de acción de las empresas y tendería a igualar sus resultados y posiciones.
- 183 Exceptuando a Fecsa, que seguiría su propio plan dentro del MLE.
- 184 Ésta pretendía cubrir los siguientes objetivos: a) fomentar la eficiencia en el sector mediante el establecimiento de un sistema de incentivos sobre la gestión de las empresas; b) reducir la inestabilidad de la tarifa en su variación anual; c) recuperar el valor objetivo de las inversiones en activos fijos en su período de vida útil; d) reducir la incertidumbre con objeto de facilitar la decisión de planificación; y e) asegurar una distribución equitativa de los ingresos del sector entre las empresas.
- 185 Tampoco quedaba clara, por ejemplo, la tasa de rentabilidad, los activos en curso, la moratoria nuclear, la determinación de los costes estándares y los criterios de reparto de las inversiones reconocidas entre las empresas.
- 186 Esto es, el valor, los gastos financieros y el período de la inversión a recuperar

187 Como para su cálculo se mantenía la legislación vigente Iberduero tuvo que esperar a lo que dictaminase la DGE sobre el cálculo de la deuda reconocida para considerar este coste como computable a efectos de tarifa.

188 ACDID, 14-1-1988, p. 3.

189 ACDID, 14-1-1988, p. 3.

190 Gómez de Pablos comentó las dificultades que se encontraban a la hora de resolver el contrato actual de Endesa y conseguir su inclusión en el MLE. Según el presidente, la Administración «está dispuesta a condicionar a su resolución la aprobación definitiva del MLE, la publicación de las Órdenes Ministeriales y Resoluciones complementarias del Decreto sobre dicho marco y, por tanto, la subida de las tarifas correspondientes a 1988». Según el presidente de Iberduero, a pesar de que Unesa estaba por favorecer la integración de Endesa en el MLE (mediante una prima transitoria), dadas las pérdidas que le ocasionaría su inclusión sin privilegios, el interés de la Administración en que se alcanzara un acuerdo y el condicionamiento normativo iban a dificultar enormemente la obtención de una solución satisfactoria para el sector eléctrico privado.

Además, la Administración tenía urgencia en cerrar las cuestiones pendientes con el fin de publicar en el BOE toda la nueva regulación antes del 31 de diciembre, mientras Unesa e Iberduero intensifican sus esfuerzos para tratar de influir en la Administración en la medida de lo posible.

Respecto a Endesa y la retención de pagos pendientes (46.000 millones) se formuló una propuesta que cómo fracasó se llevó al arbitrio de la presidencia de Redesa. Pero lo que más le preocupaba a Iberduero era que Endesa había recibido un trato de favor extraordinario en la valoración de sus activos, así como en el reconocimiento del valor de sus kWh (unos 30.000 millones anuales sobre lo que le correspondería por la aplicación estricta del MLE). Por ello, en Unesa se esperaba, que, cuando el MLE quedara totalmente definido, esta prima fuera transitoria y decreciente.

El 9 de febrero se alcanzó un acuerdo entre el Grupo de Empresas y Endesa, en virtud del cual aquel debía pagar 54.000 millones (cantidad ligeramente inferior a la reclamada por Endesa) y quedaba extinguido el contrato de Endesa que desde entonces era sustituido por las condiciones contenidas en el MLE.

191 Así pues, establecía la aplicación del fondo a la amortización de las obligaciones, tanto financieras como reales, derivadas de los activos en moratoria, caso de cancelación definitiva y determinaba que dichas obligaciones financieras y reales eran las correspondientes a la deuda reconocida, por lo que queda claramente establecida su recuperación, permitiendo así la desaparición de la excepción de auditoría para 1987. Al mismo tiempo, aumentaba de 275.000 a 295.000 millones de pesetas la cifra correspondiente a la deuda reconocida al 31-12-86, (define para 1987 una tasa monetaria del 11,45% —aumento del 3,35%— lo que permitía igualar al 31-12-87 la deuda reconocida con el valor contable) y establecía el método para actualizar la deuda reconocida sobre la base de la tasa monetaria establecida en tarifas. La resolución sobre moratoria nuclear, si bien introducía la modificación cuantitativa de reducir en un 0,7% la deuda total reconocida a los dos grupos de Lemóniz, mejoró sustancialmente la anterior redacción del borrador, al incluir expresamente entre los conceptos a amortizar con cargo al fondo a las obligaciones reales además de las obligaciones financieras, en el supuesto de que las decisiones futuras sobre planificación energética implicaran la parada definitiva de la construcción de los activos en moratoria.

192 ACDID, 28-1-1988, p. 11.

193 ACDID, 25-2-1988, pp. 19-20.

194 ACDID, 25-2-1988, p. 20.

195 El aumento del nivel de concentración resultante no fue en esta etapa del desarrollo eléctrico español como el descrito por Rodríguez Romero (1999), p. 128, para los años noventa. No parece que la preferencia revelada derivada del componente regulador fuera fomentar el tamaño para poder competir en el futuro en el mercado internacional, sino más bien consecuencia, de un lado, de políticas energéticas de corto alcance temporal y, de otro, de la incidencia de los criterios de las empresas con mayor poder de presión ante la Administración.

196 Los movimientos más comentados fueron los realizados por Banesto, al incrementar su participación en Fecsa (elevaba su participación al 4,85%) y en Unión (en este caso merced a Hidrola), que suponía un cambio en la estrategia de algunos bancos con relación a sus participaciones en las eléctricas.

- 197 ACAID, 28-4-1988, p. 18. Precisamente estos movimientos hicieron que Iberduero, en la Junta General del 21 de junio, tomara algunas medidas de protección respecto a la entrada de capitales o participaciones no deseadas que rompieran el tradicional equilibrio de fuerzas en la empresa. Entre ellas, por ejemplo, que en el supuesto de acuerdos sobre transformación, fusión, escisión o disolución sería necesario el voto favorable de las dos terceras partes del capital desembolsado o que el capital social podía ser aumentado (además de con emisión de nuevas acciones o aumento del valor de las existentes) mediante nuevas aportaciones dinerarias o no así como mediante la transformación de las reservas o de plusvalías o la conversión de obligaciones en acciones, teniendo derecho preferente, en este caso, los accionistas. No obstante, la Junta general o el Consejo de Administración se reservaba la potestad de entregar nuevas acciones a determinadas personas en caso de aportaciones no dinerarias o compensación de créditos.
- 198 Entre otras, el sistema de corrección de desviaciones, las tasas de retribución y el sistema de fijación de estándares para las centrales de nueva construcción.
- 199 Resulta significativo, por ejemplo, que ante la preocupación que el sector tenía de cara al nuevo PEN respecto al futuro nuclear, el ministro de Industria recomendara en septiembre al presidente de Unesa que el sector emprendiera una campaña de información objetiva, pero sin adoptar una postura definida, para evitar así la posibilidad de entrar en conflicto con la decisión que la Administración adoptara en su día.
- 200 La Resolución del 11 de abril —de gran repercusión en el cálculo de las compensaciones— impactó negativamente en Iberduero porque tenía que satisfacer, frente al antiguo régimen, una cantidad muy superior. Por lo que se entablaron conversaciones con el Secretario General de la Energía el día 15. A mediados de junio, mientras la Administración continuaba valorando los activos para el nuevo régimen de compensaciones, Iberduero insistía en la infravaloración de sus activos, que influían negativamente en la cuenta de resultados (vía compensaciones) y en el valor patrimonial de la sociedad.
- 201 Como comentó Gómez de Pablos a su Comisión delegada, sin perjuicio de que se mantuvieran relaciones distendidas, el sector disponía de un «escaso margen de libertad a la hora de tomar decisiones o proponer modificaciones en la normativa existente» ACDID, 24-11-1988, p. 115.
- 202 Diferentes análisis realizados por Unesa verificaban que el MLE no resolvía los problemas estructurales del sector porque, de un lado, mantenía el desequilibrio entre las empresas públicas y privadas o las subvenciones externas y al no aplicarse estrictamente, por limitaciones políticas y de competencia industrial, en el tema tarifario se resolvía mediante un sistema de reparto interno injusto al valorar que los activos son heterogéneos. De este modo, Iberduero salía perjudicada, aunque cuando las proyecciones financieras de esta empresa se situaran por encima de la media de las empresas privadas. Resulta sobre esta particular muy reveladora la postura mantenida por el consejero delegado general de Iberduero en el seminario «El sector eléctrico español en los noventa» celebrado en julio en la UIMP, Garrido (1990), pp. 22-25.
- 203 De hecho, a principios de julio, el presidente de Unesa planteó a la Administración el problema que representaba el déficit acumulado del sector, que sumaba unos 50.000 millones, la mitad por las desviaciones sobre hipótesis utilizadas en la última subida de tarifas y la otra mitad por errores de cálculo de la Administración en el producible hidráulico y en la estimación de la demanda. De la magnitud del déficit da cuenta que para compensarlo habría que subir las tarifas un 5% por encima de la correspondiente a los costes del ejercicio. Es decir, unas tarifas que podrían no ser aceptables, ni política ni industrialmente, de cara a la competencia internacional.
- 204 De este manera, utilizando un vicio de forma (el desconocimiento de los criterios y cálculos de acuerdo con los cuales la Administración había llegado a los resultados consignados en la Resolución) Iberduero mantenía abierta la posibilidad de recurrir la liquidación definitiva de las compensaciones, al tiempo que una nueva vía de negociación con la Administración, sin cuestionar ni el MLE ni la capacidad legislativa de la Administración.
- 205 En el caso de Iberduero estas cantidades fueron superiores a 27.000 millones. La argumentación esgrimida fue la misma que se esbozó respecto a los estándares de generación, si bien se añadió

la contradicción que suponía esta normativa con la emitida en su día (Resoluciones de los RD 1217/1981 y 1544/1982) sobre fomento de la producción hidroeléctrica.

206 ACDID, 9-11-1989, p. 128.

207 Sin embargo, las incertidumbres abiertas por la crisis del Golfo hicieron que se retrasara el estudio sobre qué empresas iban a hacer frente a las nuevas inversiones del PEN y qué acciones había que tomar para que estas compañías estuvieran en condiciones de hacer esas inversiones. Iberduero, no obstante, trabajó sobre diferentes hipótesis respecto a estos temas citados.

Acerca del PEN 91 puede verse, entre otros, Cortina (1995), pp. 53-68.

208 El 24 de julio, Gómez de Pablos presentó a los nuevos cargos de energía (SGE y DGE) las consideraciones de Unesa sobre el nuevo PEN. En este documento contemplaban inversiones mínimas, dado el alto grado de endeudamiento, y el máximo aprovechamiento de las capacidades de producción existente (fuel, alargamiento de vida de las instalaciones e incremento de potencia de las instalaciones). De los 6.000 MW necesarios antes del 2000, 1.000 MW vendrían suministrados por Francia y otro tanto de la entrada de Valdecaballeros. En todo caso se confía que antes del nuevo año el PEN estuviera aprobado.

209 ACDID, 8-11-1990, p. 149.

210 Sobre el modelo alternativo de regulación subyacente, véase Garrido (1990), pp. 24-25.

211 En efecto, a mediados de diciembre, Gómez de Pablos señalaba a la Comisión delegada que el objetivo de Iberduero en la reordenación del sector eléctrico era defender sus intereses con el suficiente realismo para que su planteamiento pudiera ser aceptado por la Administración y resultara conveniente al conjunto sectorial.

212 La reunión de Unesa del 19 de diciembre confirmó la diversidad de alternativas presentadas, puesto que se distribuyeron seis notas: cinco indi-

viduales y una conjunta de Iberduero e Hidro-
la, que se remitieron al ministro de Industria a principios de enero de 1991. Aunque el día 23 de febrero se entregó al secretario general de la Energía una propuesta conjunta con el resto de las empresas sobre el mantenimiento del modelo sectorial y la homogeneización del tratamiento económico de las empresas productoras y los subsistemas.

La situación a mediados de febrero era la siguiente: existía una postura conjunta de cinco empresas (el 83% del sector privado y el 63% del total) que defendía el mantenimiento de la actual estructura vertical de las empresas y proponía las necesarias modificaciones normativas sobre el sector, frente a la postura firme de la Administración de separar generación de distribución, consolidando la situación de Redesa y el mantenimiento del MLE. La postura conjunta, consciente del papel importante que Endesa jugaba en la reordenación, entendía que, a cambio de ceder en sus privilegios, debía entrar en el mercado de distribución, pero manteniendo una estructura vertical. El tratamiento de la moratoria nuclear, al unirse a la revisión del PEN, quedó aplazado.

213 Este modelo flexible se contraponía a la solución traumática e irreversible que para ambas eléctricas suponía la separación de generación de la distribución y se explica ante la ausencia de un modelo energético comunitario. Pérez Simarro (1991), p. 165, o Rivero (1991), pp. 209-216, dan buena cuenta de ello.

214 Éste, de ser cierto, incumplía lo pactado el 24 de noviembre de 1988, según lo cual el presidente de Fecsa debería informar de manera anticipada sobre la toma de decisiones que con carácter estratégico tomara aquella sociedad.

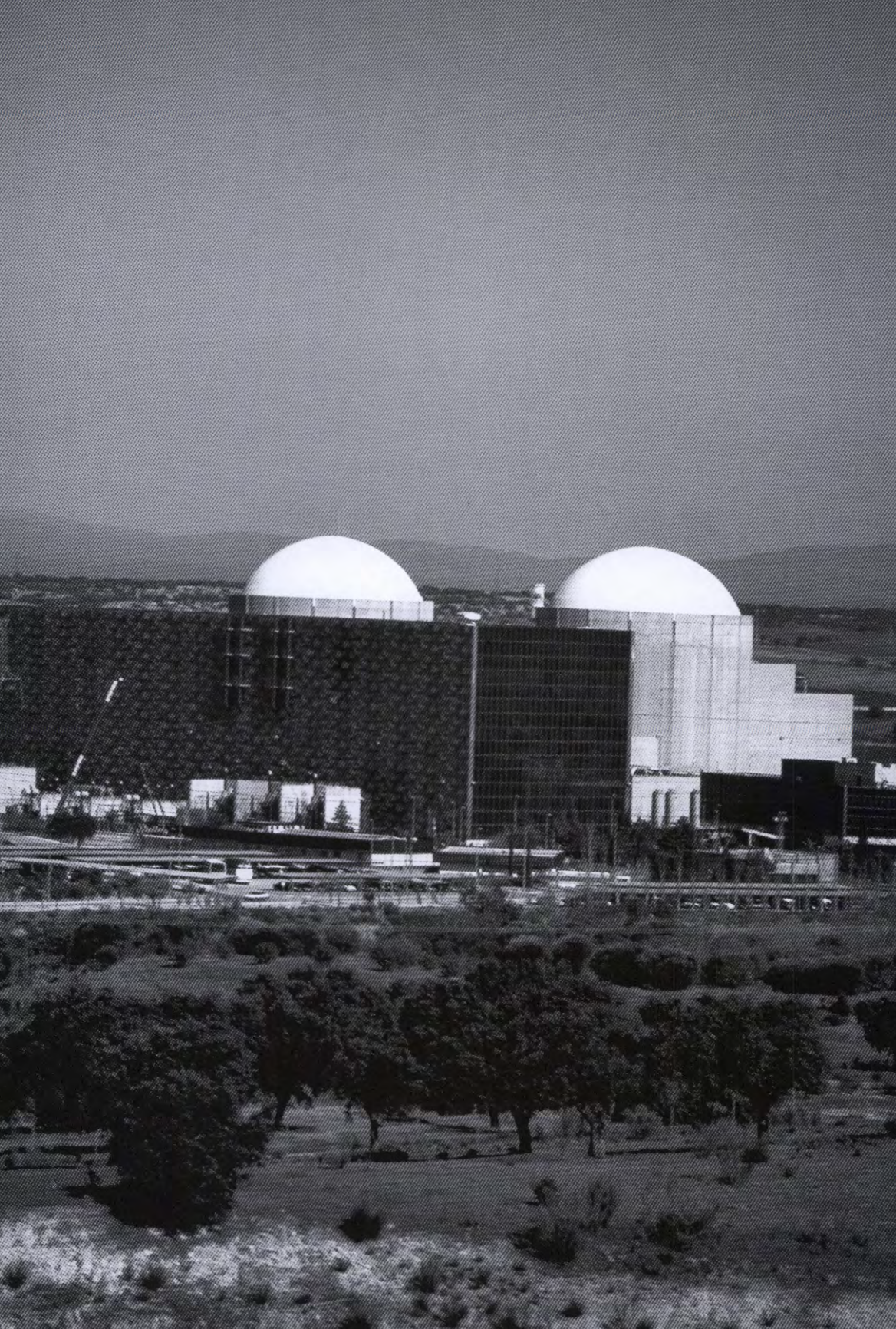
215 ACDID, 30-4-1991, p. 240.

216 *Actas de la Comisión ejecutiva delegada de Iberdrola I, sesión del 21 de agosto de 1991.*

- Álvarez Miranda, A. (1983), «Situación actual y perspectivas de la energía nuclear en España», en *Papeles de Economía Española*, 14, pp. 245-253.
- Álvarez Vara, J. (1975), «El Plan Energético Nacional», en *Información Comercial Española*, 501, mayo, pp. 33-47.
- Barallat, L. (1984), «Consideraciones sobre el crecimiento de la demanda de energía en España (1983-92)», en *Información Comercial Española*, enero, pp. 107-123.
- Beato, P. (1988), «Elementos de eficiencia en un sistema eléctrico europeo», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 21-24.
- Berges, A. (1985), «El sector eléctrico español y el mercado de valores», en *Economía Industrial*, 243, mayo-junio, pp. 53-60.
- Blázquez Torres, L. (1988), «Banca-eléctricas: situación y retos», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 97-98.
- Bueno Campos, E., Camino Blasco, D., y Morcillo Ortega, P. (1987), «La gran empresa española: análisis comparado de sus ventajas comparativas», en *Economía Industrial*, septiembre-octubre, pp. 117-134.
- Cabellos, M. (1991), «Una síntesis para el debate», en Fernández de la Buelga, L. et al., *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas, Madrid, pp. 219-223.
- Centeno González, R. (1973), «La crisis de la energía», en *Información Comercial Española*, 474, febrero, pp. 131-137.
- Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (1986), *Información Básica del Sector Eléctrico*, Madrid, p. 42.
- Corella Aznárez, I. (1978), «Aspectos económicos y financieros del proceso de crecimiento de la oferta de energía en España», en *Hacienda Pública*, 53, pp. 39-81.
- Cortina García, J. (1995), «La planificación energética en España», en *Economía Industrial*, 302, pp. 45-70.
- Del Pozo Portillo, J. (1983), «La revisión del Plan Energético Nacional», en *Papeles de Economía Española*, 14, pp. 21-51.
- Díaz-Caneja Burgaleta, F. (1986), «El potencial hidroeléctrico de España», en *Papeles de Economía Española*, 29, pp. 163-180.
- Dolado, J. J., Sebastián, M., y Vallés, J. (1993), «Cyclical patterns of the Spanish Economy», en *Investigaciones Económicas*, XVII (3), septiembre, pp. 445-473.
- Espitia, M. (1985), «Resultados económicos financieros del sector eléctrico (1962-1983)», en *Economía Industrial*, 243, mayo-junio, pp. 91-109.
- Fernández de la Buelga, L., Escanciano Montoussé, L., y Riesgo Fernández, P. (1995), «Cambios regulatorios en el sector eléctrico e implicaciones estratégicas y organizativas», en *Economía Industrial*, 302, pp. 87-97.
- Fuster, F. (1988), «Los retos del futuro para la empresa eléctrica», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 37-38.
- García de Enterría, E. (2003), «El sistema autonómico español: formación y balance», en *Revista de Occidente*, 217.
- Garrido, J. (1988), «Situación financiera del sector eléctrico español», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 87-89.
- Garrido, J. A. (1990), «Regulación o liberalización del sector», en *Economistas*, 43, pp. 22-25.
- Gascón, C. S. (1984), «Consideraciones acerca de las "Consideraciones sobre el crecimiento de la demanda de energía en España"», en *Información Comercial Española*, marzo, pp. 147-149.
- Gómez de Pablos, M. (1988), «Un servicio eléctrico competitivo en Europa. Cualitativa y cuantitativamente», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 25-27.
- Gómez de Pablos, M. (1989), «Empresa, cultura y sociedad», en *Economía Industrial*, pp. 161-162.
- Grosman, R. G. (1990), «El Sector Eléctrico en Europa», en *Economistas*, 43, pp. 6-14.
- Huidobro, M.^a L. (1988), «Sector eléctrico: deuda y financiación», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 73-85.
- Iranzo, J. E. (1984), «El sector energético español: realidades y posibilidades», en *Papeles de Economía Española*, 21, pp. 271-287.
- Jiménez Pérez, P. (1999), «Relevancia de la política de dividendos del sector eléctrico. Análisis comparativo», en *Economía Industrial*, 327, 3, pp. 123-131.

- Lasheras, M. A. (1999), «Los efectos de cambiar las tarifas reguladas por precios libres en telecomunicaciones y energía», en *Economistas*, 82, pp. 134-150.
- Loredo Fernández, E., y Suárez Serrano, E. (1997), «La internacionalización de las empresas eléctricas españolas», en *Información Comercial Española*, 761, marzo-abril, pp. 100-108.
- Martín Moyano, R., y Zapata, C. (1985), «La investigación en el sector eléctrico, la experiencia de OCIDE», en *Economía Industrial*, 243, mayo-junio, pp. 69-75.
- Ministerio de Industria (1978), *Informes anuales sobre la Industria Española. La industria española en 1977*, Secretaría General Técnica, Servicio de Publicaciones, Madrid.
- Ontiveros, E. (1986), «Desequilibrios en la estructura financiera del sector», en *Economía Industrial*, julio-agosto, pp. 79-83.
- Ontiveros, E., y Valero, F. (1985), «El programa financiero del sector eléctrico», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 45-52.
- Oriol e Ybarra, I. (1995), «Cambio de enfoque en el futuro del sector energético», en *Economía Industrial*, 302, pp. 169-171.
- Pérez Arriaga, J. I. (1995), «La regulación del sector de la energía eléctrica. Tendencias en un contexto internacional», en *Economía Industrial*, 302, pp. 71-86.
- Pérez Pita, V. (1988), «La retribución a la empresa eléctrica española», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 63-72.
- Pérez Simarro, R. (1991), «El mercado único de la energía», en Fernández de la Buelga, L. et al., *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas, Madrid, pp. 155-166.
- Pinedo Cabezudo, J. (1995), «Las centrales nucleares españolas», en Caro, R. et al., *Historia nuclear de España*, Madrid.
- Reinoso y Reino, V. (1988), «Las tarifas eléctricas en Europa», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 43-61.
- Reinoso y Reino, V. (1990), «La regulación en el sector eléctrico un proceso a definir», en *Economistas*, 43, pp. 26-33.
- Reinoso y Reino, V. (1997), «Un nuevo modelo para la regulación de la actividad de distribución, del sector eléctrico en España», en *Economía Industrial*, 316, pp. 141-147.
- Rivero Torre, P. (1991), «Indefinición del modelo de mercado único europeo», en Fernández de la Buelga, L. et al., *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas, Madrid, pp. 209-216.
- Rivero Torre, P. (1997), «La empresa eléctrica en el nuevo marco regulador», en *Economía Industrial*, 316, pp. 189-198.
- Rodríguez Romero, L. (1995), «La LOSE: una nueva regulación del sistema eléctrico», en *Economistas*, 64, pp. 496-504.
- Rodríguez Romero, L. (1997), «La liberalización del sector eléctrico y la capacidad de elección del consumidor», en *Economía Industrial*, 316, pp. 149-158.
- Rodríguez Romero, L. (1999), «Regulación, estructura y competencia en el sector eléctrico español», en *Economistas*, 82, pp. 121-132.
- Rodríguez Romero, L., y Castro Rodríguez, F. (1994), *Aspectos económicos de la configuración del sector eléctrico en España: ¿Una falsa competencia referencial?*, Documentos de Trabajo de la Universidad Carlos III, 06, junio (y en *Información Comercial Española*, 57, pp. 161-183).
- San Pedro, J. L. (1986), «Análisis económico y financiero del sector eléctrico», en *Economía Industrial*, julio-agosto, pp. 85-92.
- Sánchez Núñez, P. (1993), *La eficiencia del sector eléctrico español, 1979-1991*, en Documento de Trabajo del Centro de estudios monetarios y financieros, 9309, mayo.
- Santamarta, J. (1983), «Balances energéticos regionales de España en 1980», en *Papeles de Economía Española*, 14, pp. 406-473.
- Segura, J. (1993), «Mercados y regulación», en *Información Comercial Española*, 723, noviembre, pp. 5-17.
- Serrano Martínez, F. (1995), «Ahorro y consumo energéticos. Su evolución en España y otros países», en *Economía Industrial*, 302, pp. 139-148.
- Solana Madariaga, J. (1983), «Alternativa socialista al PEN», en *Papeles de Economía Española*, 14, pp. 15-20.
- Solchaga Catalán, C. (1983), «Opiniones sobre la política energética», en *Papeles de Economía Española*, 14, pp. 507-510.
- Sudrià, C., y Antolín, F. (1994), «Policy and Performance in the Spanish Electricity Utility Industry,

- 1939-1983: From Rationing to Excess Capacity», en Beltran, A., y Morsel, H. (eds.), *Electricity Generation and Supply: Regulation, Market, Competition. International Comparisons*, The Proceedings of the Eleventh International Economic History Congress, vol. B-15, Milán, septiembre, pp. 127-138.
- Torrero, A. (1991), «El comportamiento bursátil del sector eléctrico. Balance de una década», en Fernández de la Buelga, L. et al., *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas, Madrid, pp. 305-320.
- Valle-Iturriaga, R. del (1991), «Innovación financiera y modelos de relación banca-industria eléctrica», en Fernández de la Buelga, L. et al., *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas, Madrid, pp. 335-352.
- Vila Despujol, M. (1988), «Flujos internos entre las empresas del sector eléctrico», en *Economía Industrial*, julio-agosto, pp. 99-106.
- Ybarra, F. (1988), «La demanda eléctrica y su atención: algunos aspectos de su problemática», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 37-38.
- Zurutuza Reigosa, E. (1988), «La estructura financiera de la empresa eléctrica ante el mercado único europeo», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 91-95.



LAS ESTRATEGIAS PRODUCTIVAS, FINANCIERAS E INSTITUCIONALES DE HIDROLA

Josean Garrués

PROFESOR TITULAR DE HISTORIA E INSTITUCIONES ECONÓMICAS
UNIVERSIDAD DE GRANADA

INTRODUCCIÓN

El presente capítulo mantiene los mismos objetivos y estructura que el anterior. Obviamente, en la medida en que las condiciones productivas y financieras de Hidrola antes de la crisis de 1973 diferían de las de Iberduero, sus respuestas y resultados también. Del mismo modo, los cambios regulatorios del sector le afectaron de manera diferente y, como cabía esperar, dieron lugar a estrategias singulares y en último término coincidentes, pues finalmente se fusionaron en 1991.

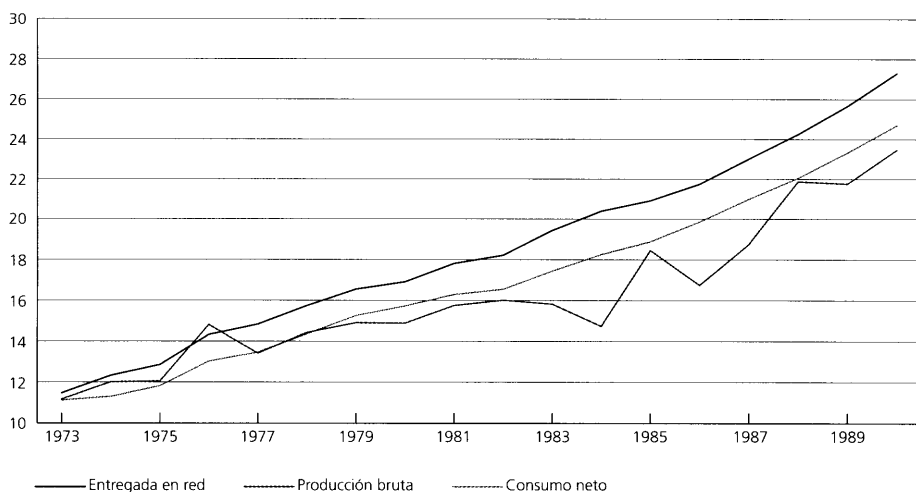
De este modo, a continuación se presenta la importante transición energética efectuada por Hidrola del *fuel-oil* al uranio, ante una demanda cambiante, como consecuencia de la crisis del petróleo. En segundo lugar, se valora el considerable esfuerzo económico financiero desplegado por la compañía en este tránsito, prestando especial atención a la rentabilidad. Por último, se analiza la posición y actuación de Hidrola ante los interesantes cambios regulatorios de un sector muy afectado por un contexto económico y social cambiante, sometido a la presión de un fuerte endeudamiento y un mercado común en ciernes.

1 LA TRANSICIÓN ELÉCTRICA DE HIDROLA: DEL FUEL-OIL AL URANIO U-235

La energía puesta en red por Hidrola, entre 1973 y 1990, alcanzó valores destacados. Representó, en estas dos fechas, el 15,4% y el 18% de la energía distribuida en España. En este período, pasó de ofrecer 11,4 a 27,3 GWh; más adelante multiplicaría por 2,4 la energía distribuida. La mayor parte fue producción propia, si bien en los años ochenta la energía adquirida fue tomando mayor significación y supuso en torno a una sexta parte de la distribuida.

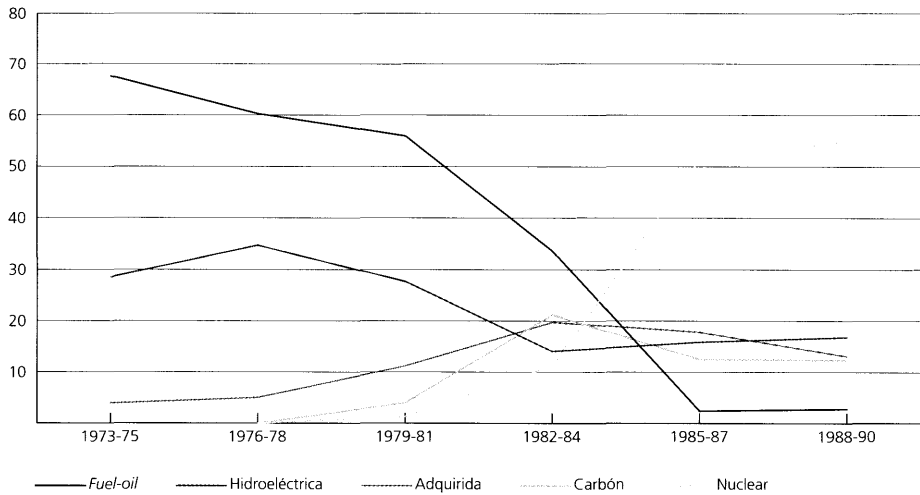
La producción propia antes de los años ochenta fue preferentemente generada en centrales térmicas de *fuel-oil* (64,8%) y el resto en hidroeléctricas. En la década siguiente, sin embargo, la oferta fue más diversificada. La puesta en explotación de las centrales nucleares cambió la estructura de la oferta a favor de este tipo de energía (42,5%), al mismo tiempo que la adquisición de la Compañía Eléctrica de Langreo (CEL) confirió más peso a las térmicas de carbón (18,1%). Todo ello fue en detrimento de las fuentes tradicionales de suministro: *fuel-oil* (21,2%) y, en menor medida, hidroeléctrica (18,2%).

GRÁFICO 1 Evolución de la electricidad puesta en red, 1973-1990 (miles de GWh)



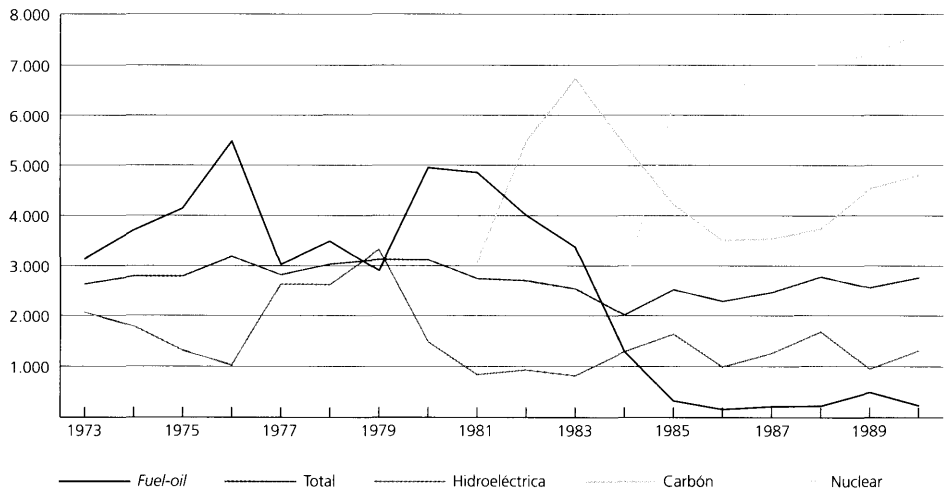
Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

GRÁFICO 2 Evolución de la electricidad puesta en red, 1973-1990 (miles de GWh)



Fuente: Elaboración propia a partir de las Memorias y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

GRÁFICO 3 Evolución del coeficiente de utilización, 1973-1990 (horas)



Fuente: Elaboración propia a partir de las Memorias y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

TABLA 1 Evolución de la producción, potencia instalada y coeficiente de utilización de Hidrola, 1973-1990
(miles de GWh, miles de MW y horas)

| PRODUCCION PROPIA (MILES DE GWH) | | | | | POTENCIA INSTALADA | | |
|----------------------------------|-------|----------------|---------|--------|--------------------|-------|----------------|
| AÑO | TOTAL | HIDROELÉCTRICA | TÉRMICA | | NUCLEAR | TOTAL | HIDROELÉCTRICA |
| | | | FUEL | CARBON | | | |
| 1973 | 11,2 | 4,1 | 7,1 | — | — | 4,2 | 2,0 |
| 1974 | 12,0 | 3,7 | 8,4 | — | — | 4,3 | 2,0 |
| 1975 | 12,1 | 2,7 | 9,3 | — | — | 4,3 | 2,1 |
| 1976 | 14,8 | 2,5 | 12,4 | — | — | 4,7 | 2,4 |
| 1977 | 13,4 | 6,6 | 6,8 | — | — | 4,8 | 2,5 |
| 1978 | 14,4 | 6,6 | 7,9 | — | — | 4,8 | 2,5 |
| 1979 | 14,9 | 8,4 | 6,6 | — | — | 4,8 | 2,5 |
| 1980 | 14,9 | 3,7 | 11,2 | — | — | 4,8 | 2,5 |
| 1981 | 15,8 | 2,1 | 10,9 | 2,0 | 0,7 | 5,7 | 2,5 |
| 1982 | 16,0 | 2,5 | 9,0 | 3,6 | 0,8 | 5,9 | 2,7 |
| 1983 | 15,8 | 2,2 | 7,6 | 4,5 | 1,5 | 6,2 | 2,7 |
| 1984 | 14,7 | 3,5 | 2,9 | 4,2 | 4,1 | 7,3 | 2,7 |
| 1985 | 18,4 | 4,4 | 0,7 | 3,1 | 10,3 | 7,3 | 2,7 |
| 1986 | 16,8 | 2,7 | 0,4 | 2,6 | 11,2 | 7,3 | 2,7 |
| 1987 | 18,7 | 3,4 | 0,5 | 2,6 | 12,3 | 7,6 | 2,7 |
| 1988 | 21,9 | 4,9 | 0,5 | 2,7 | 13,7 | 7,9 | 2,9 |
| 1989 | 21,8 | 3,4 | 1,1 | 3,3 | 13,9 | 8,5 | 3,6 |
| 1990 | 23,5 | 4,7 | 0,5 | 3,5 | 14,8 | 8,5 | 3,6 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

En líneas generales, el crecimiento productivo de Hidrola en esta etapa se sustentó en el aumento de la potencia instalada, que se multiplicó por dos, y no tanto en un uso más intensivo de sus instalaciones [gráfico 3]. Es cierto, sin embargo, que las moderadas disponibilidades productivas de la empresa con relación a la demanda de su mercado le exigieron en los años setenta un uso intensivo de sus centrales de *fuel-oil* y, en menor medida, hidroeléctricas (el coeficiente de utilización superó las 2.700 horas). Una vez que la compañía pudo incrementar su capacidad de producción, mediante las centrales de carbón y sobre todo termonucleares, la utilización media de sus instalaciones descendió, al tiempo que se transformó. A partir de entonces la fuente básica de suministro fue la energía nuclear, quedando la hidroeléctrica y la térmica de carbón relegadas a cubrir las demandas punta del sistema y la térmica de *fuel-oil* a un nivel testimonial.

En efecto, mientras la potencia nuclear instalada en 1990 alcanzó los 1,9 miles de MW, la térmica de carbón y de *fuel-oil* se mantuvieron estancadas (0,7 y 2,3 miles de

| (MILES DE MW) | | | | COEFICIENTE DE UTILIZACIÓN (HORAS) | | | | |
|---------------|--------|---------|-------|------------------------------------|---------|--------|---------|--|
| TÉRMICA | | | TOTAL | HIDROELÉCTRICA | TÉRMICA | | | |
| CLÁSICA | CARBÓN | NUCLEAR | | | CLÁSICA | CARBÓN | NUCLEAR | |
| FUEL | | | | | FUEL | | | |
| 2,3 | — | — | 2.635 | 2.063 | 3.139 | — | — | |
| 2,3 | — | — | 2.792 | 1.785 | 3.705 | — | — | |
| 2,3 | — | — | 2.793 | 1.314 | 4.143 | — | — | |
| 2,3 | — | — | 3.189 | 1.026 | 5.482 | — | — | |
| 2,3 | — | — | 2.820 | 2.633 | 3.028 | — | — | |
| 2,3 | — | — | 3.035 | 2.626 | 3.489 | — | — | |
| 2,3 | — | — | 3.127 | 3.325 | 2.905 | — | — | |
| 2,3 | — | — | 3.121 | 1.478 | 4.951 | — | — | |
| 2,3 | 0,7 | 0,3 | 2.744 | 840 | 4.854 | 3.074 | 2.135 | |
| 2,3 | 0,7 | 0,3 | 2.706 | 932 | 4.008 | 5.481 | 2.693 | |
| 2,3 | 0,7 | 0,6 | 2.541 | 820 | 3.376 | 6.743 | 2.484 | |
| 2,3 | 0,8 | 1,6 | 2.013 | 1.288 | 1.292 | 5.413 | 2.596 | |
| 2,3 | 0,7 | 1,6 | 2.521 | 1.630 | 324 | 4.222 | 6.233 | |
| 2,3 | 0,7 | 1,6 | 2.289 | 992 | 159 | 3.507 | 6.790 | |
| 2,3 | 0,7 | 1,9 | 2.468 | 1.257 | 215 | 3.536 | 6.405 | |
| 2,3 | 0,7 | 1,9 | 2.781 | 1.680 | 227 | 3.735 | 7.063 | |
| 2,3 | 0,7 | 1,9 | 2.563 | 953 | 492 | 4.533 | 7.195 | |
| 2,3 | 0,7 | 1,9 | 2.763 | 1.307 | 235 | 4.805 | 7.618 | |

MW, respectivamente) y la hidroeléctrica creció a ritmo menor que en etapas anteriores (pasó de 2 a 3,6 miles de MW).

La necesidad de diversificar la oferta tuvo su origen en el intento de paliar los negativos efectos económicos y la inseguridad en el suministro ocasionados por depender de un combustible como el *fuel-oil*; éste, como consecuencia de la primera y segunda crisis del petróleo, resultaba excesivamente caro y crecientemente inestable desde el punto de vista de la garantía del abastecimiento. Baste decir al respecto que si el precio del *fuel-oil* entre 1972 y 1974 se mantuvo constante (1.400 ptas/Tm), en julio de 1979 se había multiplicado por 5,6 (7.800 ptas/Tm) y en diciembre de 1982 por 18 (25.100 ptas/Tm)¹.

La vulnerabilidad era todavía mayor en los años de baja hidráulicidad y/o elevada demanda; de ahí que en ocasiones Hidrola se viera obligada, dadas las directrices de la Dirección General de la Energía (DGE), a incrementar las compras de energía a otros proveedores,

especialmente a Endesa. A ello debe añadirse que ocasionalmente las centrales se aprovisionaron con fuel de mala calidad, lo que incidió en una explotación deficiente.

La preocupación de la empresa, junto con la de las restantes compañías del sector, por el sobrecoste económico que suponía el *fuel-oil* se trasladó en noviembre de 1974, por medio de Unesa, a la Administración. Se esperaba que ésta lo compensara, entre otras acciones, mediante una acción concertada con las eléctricas, el aumento de las tarifas o una regulación adecuada de las compensaciones.

Hidroila aprovechó este contexto para presionar a la Administración respecto a una rápida tramitación administrativa de las centrales nucleares en construcción, en concreto la de Almaraz. Los argumentos esgrimidos a favor de la energía nuclear eran varios, entre ellos: el ahorro de divisas para el Estado; los efectos de arrastre que tenían las obras y el equipamiento sobre el empleo directo e indirecto y el desarrollo tecnológico; la garantía en el suministro ante una demanda creciente; y los resultados positivos que sobre el saneamiento de las compañías iba a suponer el uso de un combustible más barato.

Durante esta etapa, la firma puso en funcionamiento dos centrales nucleares: Almaraz (620 MW²; 1981) y Cofrentes (974 MW; 1985), en las provincias de Cáceres y Valencia, respectivamente. La central de Valdecaballeros, sita en Badajoz, cuya terminación estaba prevista en 1987, no se puso en explotación debido a la moratoria nuclear establecida por el Gobierno socialista. Como consecuencia del intercambio de activos, amplió, por cesión de Unión Eléctrica-Fenosa, su participación en Almaraz (670 MW)³ y se hizo posteriormente con el control de Hidroeléctrica de Cataluña⁴. Dos años después, en 1987, Hidroila le compró a esta filial Vandellós II (274,9 MW)⁵, sita en Tarragona.

La central de Almaraz recibió el permiso de construcción en 1973. A diferencia de los proyectos de Lemóniz y Ascó, realizados por grandes equipos, éste lo llevó a cabo un reducido número de técnicos de la propia empresa, con el apoyo de Ingenieros Agrupados (asociación de empresas españolas encargadas de la ingeniería⁶) y diversas compañías contratistas. La participación española en su construcción se elevó al 90%, por encima del 60% exigido en el proyecto. Fue la primera nuclear de segunda generación española (mayor de 1.000 MW) y, a diferencia de Zorita y Garoña, no se construyó «llave en mano»⁷.

La puesta en explotación comercial del primer grupo (930 MW) se efectuó a primeros de mayo de 1981 y la del segundo (930 MW) en octubre de 1983; cuatro y cinco años de retraso, en este orden, respecto a los planes iniciales. Esto se explica por las siguientes razones: la inexperiencia y las normas de seguridad americanas, las reticencias de algunas instituciones municipales y autonómicas⁸, así como la oposición de algunos grupos ecologistas y la conflictividad política y social del momento. Sin embargo, las averías aparecidas en julio de 1981 en el equipo generador ocasionaron las demoras más preocupantes, ya que, justo un año antes, éste se había reparado como consecuencia del incidente sucedido en la central nuclear sueca de Ringhals, por ser similar al instalado en Almaraz⁹.

TABLA 2 Principales aumentos de potencia de Hidrola, 1973-1990 (MW)

| SISTEMA | CENTRAL | AÑO DE PUESTA EN FUNCIONAMIENTO (O COMPRA) | POTENCIA (MW) | | |
|-----------------|--------------------------------------|--|---------------|---------|--------------------|
| HIDROELÉCTRICAS | | | | | |
| Ampliaciones | | 1973 | 1990 | NUEVA | |
| Júcar | Cortes | 1988 | 250,0 | 30,0 | 280,0 |
| Nuevas | | | | | |
| Júcar | Contreras I y II | 1974 | | 76,1 | 76,1 |
| Tajo | Cedillo | 1976/77 | | 440,0 | 440,0 |
| Mijares | Albentosa ¹ | 1982 | | 11,8 | 11,8 |
| Tajo | Gabriel y Galán | 1982 | | 110,0 | 110,0 |
| Tajo | Guijo de Granadilla | 1982 | | 52,8 | 52,8 ³ |
| Júcar | La Gosálvez | 1984 | | 0,7 | 0,7 |
| Júcar | La Manchega | 1984 | | 0,6 | 0,6 |
| Júcar | El Torcido | 1985 | | 0,7 | 0,7 |
| Júcar | La Muela | 1989 | | 628,4 | 628,4 ⁴ |
| TÉRMICAS | | | | | |
| Nucleares | | | | | |
| | Almaraz (33,33 +2,688% en 1985) | 1981/83(85) | | 670,0 | 670,0 |
| | Cofrentes | 1984 | | 974,3 | 974,3 |
| | Vandellós II (28%) | 19(87)/87 | | 274,9 | 274,9 |
| Clásicas | | | | | |
| | Castellón (<i>fuel-oil</i>) | 1972/74 | 541,7 | 541,7 | 1.083,0 |
| | Soto de Ribera ² (carbón) | 19(81)/84 | | 224,2 | 224,2 |
| | Lada 3 y 4 ² (carbón) | 19(81) | | 505,0 | 505,0 |
| Hidrola | | | 791,7 | 4.541,2 | 4.651,3 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

1 Se compró.

2 Comprada a Cía. Eléctrica de Langreo, por ello solamente se ha considerado en el caso de Soto de Ribera un tercio de la potencia de la central, los otros dos tercios correspondían a Viesgo e Hidrocarbónico y la totalidad en el caso de Lada.

3 y 54 MW de bombeo.

4 y 584 MW de bombeo.

A fin de no demorar excesivamente los trabajos de reparación, Hidrola tomó en abril de 1982 la decisión de solucionar primero la avería en el grupo II, para después hacerlo en el grupo I, aprovechando la recarga de su combustible. Finalmente, después de muchos problemas, parte de los equipos generadores fueron sustituidos en 1986 y 1987.

Mientras estas labores se llevaban a cabo, la compañía vio menguada su capacidad de producción —funcionando la unidad I al 50% hasta que en octubre de 1983 entró en operatividad la II—, pero sobre todo vio comprometida la imagen de seguridad de este

tipo de instalaciones. Este argumento fue utilizado por algunas instituciones, como la Junta de Extremadura, para solicitar su paralización. Todo ello mientras se encarecía el coste directo y de oportunidad de la obra en cuestión. El dispendio de tener que emplear energías más caras, en este caso fundamentalmente *fuel-oil*, se estimó en 1981 en 1.813 millones de pesetas anuales.

La idea de llevar a cabo la nuclear de Cofrentes nace en 1973 con el propósito de cubrir los teóricos incrementos de las demandas que pudieran producirse a partir de la entrada en explotación de Almaraz, prevista para 1982. La concurrencia temporal en la solicitud de equipos para Almaraz, Ascó y Lemóniz, suministrados por Westinghouse, permitió a Cofrentes acogerse a una oferta muy competitiva de General Electric, que le ofreció un nuevo tipo de reactor: BWR6. El equipo y primera carga, contratados en marzo de 1973 a esta empresa americana, costaron 75 millones de dólares (2.418 millones de pesetas) y fueron financiados a través del Eximbank. El permiso de construcción se obtuvo en 1975. La participación española en la construcción de bienes de equipo se elevó al 60% y la ingeniería alcanzó el 90%. El coste previsto de la central se estimó inicialmente en 17.800 millones, pero a principios de 1981 la inversión ejecutada (80% de la presupuestada) ascendía a 30.000 millones de pesetas.

Como ocurriera con Almaraz, su construcción acumuló un importante retraso, nada menos que siete años. Los plazos comenzaron a dilatarse por algunos problemas laborales en 1977, pero sobre todo por las consecuencias en España de la normativa establecida en los Estados Unidos (*Nuclear Regulatory Commission*) a partir del accidente en Three Mile Island¹⁰, que demoraron su arranque de finales de 1982 a abril de 1983. Estos aplazamientos obligaron a actualizar el contrato de suministro de la carga de combustible, inicialmente concertado para 1978, hasta 1984.

De todos modos, la ausencia del dictamen de la Empresa de Estudios y Proyectos Técnicos S.A. (Initec¹¹) y del Plan de Emergencia de la Dirección General de la Energía (DGE) hizo que el arranque provisional se aprobara a finales de julio de 1984 y el funcionamiento, tras la carga del combustible y algunos fallos técnicos, se pospusiera hasta enero de 1985. Aun así, la central de Cofrentes no funcionó con normalidad hasta julio de 1985, habida cuenta de que nuevos problemas técnicos le obligaron a trabajar a bajo rendimiento.

Por lo que respecta a las centrales hidroeléctricas, en el período considerado hay que destacar la puesta en explotación, en el sistema Tajo, de las centrales de Cedillo (440 MW) y de Gabriel y Galán-Guijo de Granadilla (162 MW turbinación y 54 MW de bombeo), en 1976-1977 y en 1982, respectivamente; y en el sistema Júcar, de las centrales de Cortes II (280 MW) y de La Muela (628 MW de turbinación y 570 MW de bombeo), en 1988 y 1989, en este orden. En tanto que las restantes nuevas centrales apenas supusieron un 4% de la potencia instalada.

Todas las instalaciones citadas se beneficiaron de las ventajas económicas derivadas de la acción concertada (1975) entre el sector y la Administración¹² y, además, de las establecidas por esta última para el fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales (1981 y 1982)¹³.

Se esperaba terminar la central de Cedillo en julio de 1974, pero diferentes contratiempos (entre otros, la huelga de Babcock y Wilcox; la situación política de Portugal; y, sobre todo, el mal funcionamiento de las turbinas) demoraron su puesta en explotación hasta febrero de 1976 para el primer grupo (II) y mayo de 1977 para el último (IV)¹⁴. La terminación de esta central supuso un paso fundamental en el aprovechamiento integral del río Tajo, desde las proximidades de Talavera de la Reina hasta la frontera portuguesa; trabajo en el que Hidrola, según su presidente, José María de Oriol, «había volcado su esfuerzo durante más de veinte años»¹⁵. Su culminación, de todos modos, se hizo realidad en 1982 con la entrada en funcionamiento de las centrales de Gabriel y Galán y Guijo de Granadilla.

Aunque ambos trabajos fueron finalizados dentro del período estudiado en este capítulo, resulta evidente que respondían a los grandes proyectos hidroeléctricos ideados en 1943, que comprendían una cadena de importantes saltos en el río Tajo: Valdecanañas (1964), Valdeobispo (1966), Torrejón (1967), Azután (1970), Alcántara (1970), Cedillo (1977), y Gabriel y Galán-Guijo de Granadilla (1982). De ahí que el complejo de Cortes-La Muela, en el sistema Júcar, fuera el último y el más emblemático proyecto de este período. Con su puesta en explotación comercial en diciembre de 1989, en palabras de Iñigo de Oriol, «se culmina[ba] el proceso de incorporación de grandes instalaciones a nuestro valioso y versátil parque de generación y se inicia[ba] un proceso de consolidación de la rentabilidad de[l] (nuestro) importante esfuerzo inversor»¹⁶.

Aunque no era una novedad técnica, su principal ventaja comparativa residía en obtener energía de alta calidad a partir de los tres grupos reversibles de bombeo. Estas instalaciones permitían utilizar la energía sobrante generada durante la noche (valle) para producir electricidad en las horas de mayor demanda durante el día (punta). Con lo cual resultaba ser un excelente complemento de la energía base de origen nuclear y un sustituto idóneo en otoño e invierno de los grupos térmicos de *fuel-oil* que, en los momentos de mayor demanda, ejercían esta función.

Además, resultaba muy útil porque, dada su ubicación en el centro del mercado de Hidrola y su versatilidad (turbinación-bombeo), podía ejercer como reserva ante cualquier imprevisto ocasionado en las centrales nucleares. Por ello, inicialmente se pensó que su terminación coincidiera con la de Valdecaballeros, para con ello obtener las ventajas de su complementariedad. Claro está que cuando, a partir de 1985, la explotación conjunta del sistema eléctrico español la realiza Red Eléctrica, los beneficios de este interesante diseño, con relación a la mayor seguridad y calidad en el suministro, dejan de ser exclusivos.

Como sucedió con Cedillo, pero por diferentes motivos, el complejo Cortes-La Muela sufrió un retraso inicial de unos tres años, porque Hidrola no estaba dispuesta a iniciarlo si la Administración no le concedía los beneficios de la acción concertada. Asegurados éstos a principios de 1984, los dos grupos de Cortes entraron en explotación comercial a finales de agosto y octubre de 1988; y en el caso de los tres reversibles de La Muela, en julio, noviembre y diciembre de 1989. El coste del complejo Cortes-La Muela se elevó a 128.000 millones, un 6,25% más que lo inicialmente presupuestado.

Entre las centrales térmicas clásicas que ampliaron potencia en este período, destaca especialmente la de *fuel-oil* de Castellón (1.083 MW) y, en menor medida y desde 1981, las de carbón de Lada (350 MW) y Soto de Ribera (117 MW).

El primer grupo de la central de Castellón estuvo operativo en febrero de 1973 y el segundo en julio de 1974. Evidentemente, la decisión de establecer esta central de *fuel-oil* se tomó con antelación a la espectacular subida del precio del petróleo, continuando con la política desplegada en los años cincuenta y sesenta con Aceca y Escombreras. Su funcionalidad dentro del mercado de Hidrola fue muy importante, puesto que las centrales de *fuel-oil*, apoyadas por las hidroeléctricas, ejercieron como energía base de este sistema eléctrico hasta que Almaraz entró en explotación en 1982¹⁷.

Sin embargo, el limitado papel conferido a la central de Castellón como reserva en los años ochenta no puede justificarse simplemente por los precios del crudo, dado que desde mayo de 1986 no siempre compitieron desfavorablemente respecto a combustibles alternativos¹⁸, sino en la política desplegada por la Administración (a través de Red Eléctrica) a favor de la minería del carbón¹⁹.

En 1981 Hidrola adquirió la Compañía Eléctrica de Langreo (CEL), integrada por las centrales de Lada (505 MW) y una tercera parte de Soto de Ribera (107,2), porque las dos terceras partes de esta última pertenecían a Viesgo e Hidrocantábrico. Esta operación de compra respondía, ante la ausencia de reservas carboníferas en el mercado de Hidrola, a la idea, según la *Memoria* de Española, «de establecer Centrales propias en aquellas regiones de España donde se encuentra este combustible (carbón), siguiendo con ello las directrices del PEN consistentes en aprovechar al máximo nuestros recursos propios para evitar el deterioro de la balanza de pagos y la dependencia estratégica en las fuentes primarias de energía»²⁰. Y es que las Directrices de la DGE, desde la crisis del petróleo, se dirigieron a intensificar al máximo el carbón, estableciendo órdenes en las que se indicaban las centrales de preferencia²¹ tanto para sustituir al *fuel-oil* como para regular los años, estaciones y zonas que, por las condiciones climáticas, se encontraban coyunturalmente con escasas reservas hidroeléctricas e incrementos de la demanda no previstos.

Habida cuenta de que Hidrola con las centrales en construcción tenía margen de maniobra suficiente para abastecer su mercado, al menos hasta finales de la década, José María de Oriol planteó a su Comisión ejecutiva, en mayo de 1980, la conveniencia de tomar

decisiones productivas «teniendo en cuenta la dirección por la que marche la Técnica en el mundo en esos momentos»²². Sin embargo, el débil crecimiento de la demanda y los intercambios de activos no hicieron necesario que la firma se pronunciase sobre este asunto.

Los intercambios de activos representaron, junto con la puesta en explotación de Cofrentes y Almaraz, un papel central en la diversificación de la oferta de la compañía. Según la Memoria de 1984, con la entrada en funcionamiento de ambas centrales se cumplían «los objetivos de sustitución de la generación con fuel-oil que se plantearon en la década anterior al producirse la crisis del petróleo»²³.

A partir de entonces las decisiones de los directivos de Hidrola se centraron —de acuerdo con el cambio funcional que representó la aparición de Red Eléctrica, el establecimiento del MLE y las incertidumbres del futuro marco regulatorio europeo— en realizar una gestión eficiente de los recursos energéticos, aumentar la productividad de la explotación y mejorar la calidad del servicio. Y a ello dedicó el equipo directivo de la compañía la mayor parte de sus esfuerzos e inversiones.

Con el fin de adecuar la estructura de la empresa a las nuevas expectativas creadas con el Marco Legal Estable (MLE), se inició en 1988 un importante proceso de reorganización de las diferentes Áreas de gestión de la compañía (técnica, comercial y administrativa).

En el área técnica se crearon cinco unidades territoriales de explotación (UTE): Castellón, Valencia, Murcia, Centro y Tajo; eran responsables de todas las funciones técnicas previas a la distribución, de acuerdo con las órdenes administradas por el despacho de explotación. En el área de la distribución, la nueva reorganización administrativa del Estado y la evolución del mercado recomendaron racionalizar la estructura operativa en torno a tres áreas de distribución: Centro (Madrid, Castilla-La Mancha y Extremadura), Comunidad Valenciana (antigua distribución de Levante-Sur y nueva de Castellón) y Murcia. Y, de forma coordinada con la anteriores, en el área administrativa se implantó el proyecto de gestión administrativa (GESTA), cuyo propósito era (utilizando las tecnologías de la comunicación más modernas) disponer de una información rápida y veraz de los recursos utilizados por la empresa para corregir desviaciones y optimizar la programación a la prestación de un servicio económico y de calidad. Los primeros módulos en funcionamiento fueron los relacionados con la contabilidad: tesorería (1990) y contabilidad general y analítica (1991).

En la medida en que Hidrola reconoció que la mayor rentabilidad empresarial debía tener su reflejo en una mayor rentabilidad social, se desarrolló un esfuerzo importante, a través del departamento de información y comunicación social, para potenciar y mostrar la identificación de la firma con sus trabajadores y el entorno sociocultural. El primer aspecto fue desarrollado prestando mayor atención a la formación del personal y a la prevención en la seguridad, higiene y salud en el trabajo, a través de cursos realizados en la Escuela de San Agustín de Guadalix (Emilio de Usaola) y en los propios centros

de trabajo. El segundo asunto tuvo un desarrollo especialmente interesante en dos direcciones interrelacionadas: la primera, mediante el establecimiento de convenios de I+D con otras empresas e instituciones públicas, orientadas a mejorar la productividad y la calidad del servicio, donde los temas medioambientales y el aprovechamiento de las nuevas tecnologías de la comunicación ocuparon lugar preferente; y la segunda, complementaria de la anterior, ofreciendo a la sociedad española, mediante los medios de comunicación, esta nueva imagen corporativa abierta e integrada a las nuevas demandas de la sociedad en sus diferentes niveles. En este sentido, la atención al cliente ocupó un lugar preferente.

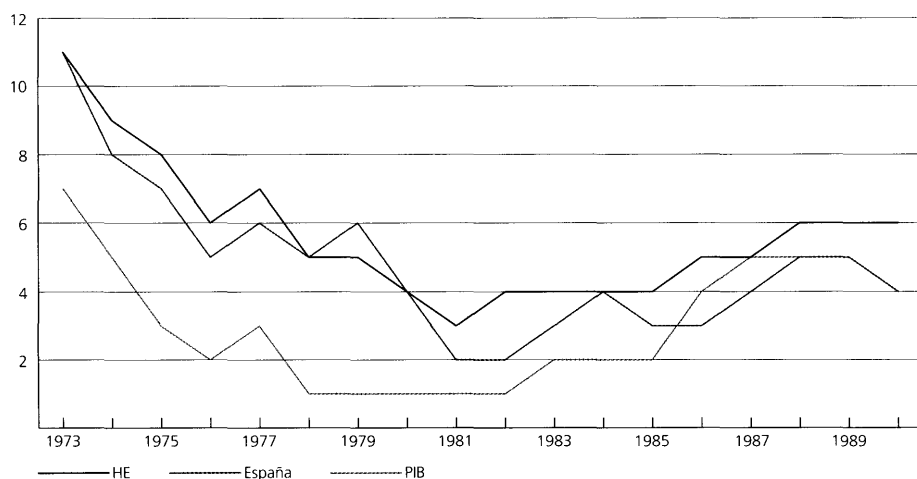
En 1989, de acuerdo con la explotación unificada del sistema eléctrico peninsular y el MLE, se desarrollaron los sistemas de información Genesis II (gestión a nivel horario de la información relativa a generación y transporte) y DABEN (base de datos de explotación —control de la liquidación y evolución temporal de los valores estándar establecidos por el MLE—), así como el sistema operativo integrado TEYDE (Telecontrol y Despacho de explotación), sustituto del antiguo Tele-Control del Despacho de Explotación. Y en 1990 se contó con dos sistemas informáticos centrales independientes en Madrid, en los que se integraban los sistemas de gestión (SIG) y los de cálculo (SIC). Los primeros, por ejemplo, daban servicio al sistema de gestión integrada de abonados (GINA), de atención a 4 millones de clientes, y los segundos, facilitaban la cobertura a 80 usuarios para resolver las operaciones eléctricas, nucleares y de ingeniería técnica, así como a 1.044 equipos conectados a su red de teleproceso para el cierre del ejercicio.

En definitiva, como consecuencia de las crisis de 1973 y 1979 se cerraba una década importante para el sector. En el caso de Hidrola se tradujo en la culminación de un ambicioso plan de instalaciones productivas que, Iñigo de Oriol en junio de 1991 calificó «como el más importante realizado por una empresa eléctrica española» con «un parque eléctrico de generación moderno, tecnológicamente muy avanzado y suficientemente diversificado, que proporciona[ba] a la Sociedad y al Sistema Eléctrico Peninsular unos niveles de fiabilidad equiparables a los sistemas europeos más desarrollados»²⁴.

2 LA EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA. LOS CLIENTES

A grandes rasgos, la evolución del consumo hasta 1982 siguió la misma evolución que la producción propia [gráfico 1]. A partir de entonces, la irregular distancia entre estas variables obedece a que los déficit estacionales de la energía hidroeléctrica fueron supli-

GRÁFICO 4 Evolución del consumo en el mercado de Hidrola. Tasas de crecimiento anual (%). Medias móviles de tres años, 1973-1990



Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

dos mediante la compra de energía a terceras empresas, y no como era tradicional con el mayor uso de las centrales de *fuel-oil*.

La cuota de mercado de la empresa en esta etapa tuvo un ligero crecimiento. Si en 1973 daba satisfacción al 17% del consumo español y en 1990 al 19,2%, este avance se debió no tanto a un aumento de la extensión territorial de su mercado (entre 70 y 75.000 km²) como a su mayor dinamismo en los años ochenta. En efecto, el ritmo de crecimiento del consumo en esta década estuvo un punto porcentual por encima del español, cuando en la anterior las diferencias fueron mínimas [gráfico 4].

El mercado de Hidrola fue esencialmente la división eléctrica denominada «Centro Levante», pues distribuyó al 67,9% del mismo en 1990. Esta empresa compartió con Unión Eléctrica Fenosa la distribución en las provincias de Guadalajara (52,4%), Toledo (51%) y Madrid (40,8%) y con Iberduero también hizo lo propio en esta última provincia²⁵. De manera marginal vendió fuera de esta región eléctrica en Cáceres, Tarragona y Teruel. Por lo tanto, Hidrola ejerció como compañía hegemónica en las Comunidades Valenciana y Murciana y en las provincias de Albacete y, en menor media, Cuenca.

TABLA 3 Consumo por habitante, por abonado e intensidad eléctrica del mercado de Hidrola, 1973-1990

| PROVINCIA | CONSUMO POR HABITANTE | | CONSUMO POR ABONADO | | INTENSIDAD ELÉCTRICA ¹ | | |
|------------------------|-----------------------|----------|---------------------|-------------|-----------------------------------|-------------------|-----|
| | KWH/HAB. | KWH/HAB. | KWH/ABONADO | KWH/ABONADO | PIB/KWH | PIB/KWH | Δ |
| | 1973 | 1990 | 1973 | 1990 | PTAS 1992 1973 | PTAS 1992 1991 | % |
| Castellón | 1.622 | 4.220 | 4.887 | 6.770 | 1,4 | 2,3 | 2,7 |
| Valencia | 1.449 | 2.868 | 3.491 | 5.475 | 1,2 | 1,6 | 1,4 |
| Alicante | 1.450 | 2.802 | 2.968 | 4.411 | 1,3 | 1,7 | 1,7 |
| Murcia | 1.414 | 2.598 | 4.001 | 5.430 | 1,5 | 1,9 | 1,1 |
| Albacete | 670 | 2.872 | 2.047 | 6.139 | 0,9 | 2,2 | 5,0 |
| Cuenca | 582 | 1.780 | 1.445 | 3.095 | 0,7 | 1,4 | 3,9 |
| Guadalajara | 1.455 | 3.948 | 3.637 | 7.728 | 1,3 | 2,0 | 2,3 |
| Toledo | 1.421 | 3.360 | 3.971 | 4.957 | 1,6 | 2,3 | 2,2 |
| Madrid | 1.683 | 2.880 | 4.349 | 6.803 | 1,2 | 1,3 | 0,5 |
| Cáceres | 343 | 1.266 | 1.029 | 4.293 | 0,5 | 0,9 | 3,1 |
| Tarragona ² | — | — | — | — | 1,9 | 3,4 | 3,3 |
| Teruel | 688 | 2.830 | 1.221 | 1.500 | 0,8 | 1,7 | 4,3 |
| Hidrola | 1.445 | 2.925 | 3.628 | 5.651 | 1,2 | 1,6 | 1,5 |
| España | 1.760 | 3.323 | 4.465 | 6.578 | 1,6 | 1,9 | 1,2 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990) y Fundación BBVA (varios años), Renta nacional de España y distribución provincial, Bilbao.

1 La intensidad tiene en cuenta toda la provincia no sólo la suministrada por Hidrola.

2 Hidrola solamente tenía dos abonados en Tarragona.

Así pues, el mayor dinamismo de consumo se explica por las potencialidades de crecimiento de las zonas urbanas, especialmente de Madrid y la costa levantina, en una etapa en la que las regiones más industriales se vieron más afectadas por las dos crisis del petróleo y sus consecuencias. De hecho, las regiones eléctricas Centro Norte (que incluye el País Vasco) y Catalana tuvieron un crecimiento del consumo por habitante inferior a la media española, frente a lo ocurrido en otras regiones menos industrializadas: Andalucía, Noroeste y Centro Levante.

A pesar de que este mayor crecimiento relativo de las zonas citadas supuso un acortamiento de distancias, el consumo por habitante y por abonado del mercado de Hidrola (2.925 kWh y 5.651 kWh) a la altura de 1990, dadas sus características productivas y urbanas, se mantuvo por debajo del español (3.323 kWh y 6.578 kWh).

Este menor gasto eléctrico tuvo que ver con el acelerado proceso de urbanización y terciarización de esta región eléctrica, que, junto con la crisis industrial, hizo que a finales de la década de 1980 los usos industriales vieran menguada notoriamente su

TABLA 4 Distribución del consumo por tipos y áreas geográficas, 1973-1990 (%)

| | AÑO | 1973 | 1978 | 1983 | 1988 | 1990 | 1973-88 |
|----------------------------|-------------|------|------|------|------|------|---------|
| HIDROLA | | | | | | | Δ |
| | | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 5,2 |
| | Industrial | 61,0 | 56,3 | 51,2 | 47,8 | 46,6 | 3,6 |
| | Residencial | 26,2 | 26,2 | 27,8 | 27,2 | 26,5 | 5,3 |
| | Servicios | 12,7 | 17,5 | 21,0 | 25,0 | 26,9 | 10,0 |
| CENTRO | | | | | | | 4,6 |
| | Industrial | 15,6 | 11,7 | 10,1 | 10,0 | 13,1 | 2,1 |
| | Residencial | 10,9 | 10,2 | 9,9 | 9,5 | 10,2 | 4,2 |
| | Servicios | 7,2 | 9,6 | 10,2 | 11,7 | 13,2 | 8,6 |
| LEVANTE-NORTE ¹ | | | | | | | 5,3 |
| | Industrial | 24,1 | 25,0 | 23,4 | 21,3 | 26,9 | 4,3 |
| | Residencial | 8,6 | 8,8 | 9,5 | 8,9 | 13,6 | 5,5 |
| | Servicios | 3,1 | 4,1 | 5,4 | 6,2 | 11,2 | 10,2 |
| LEVANTE-SUR ¹ | | | | | | | 5,6 |
| | Industrial | 21,4 | 19,6 | 17,8 | 16,5 | 6,5 | 3,4 |
| | Residencial | 6,8 | 7,2 | 8,4 | 8,7 | 2,7 | 7,0 |
| | Servicios | 2,5 | 3,8 | 5,5 | 7,2 | 2,6 | 12,8 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias* de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

1 A partir de 1989 hubo una reestructuración de las zonas de distribución en el mercado de Levante. De este modo, donde pone Levante Norte debe poner Comunidad Valenciana y en vez de Levante Sur se debe leer Comunidad Murciana. Esta nueva organización de los mercados de distribución obviamente explica en el último corte (1990) unos porcentajes diferentes a los esperados y que las tasas de crecimiento se hayan realizado sobre el período homogéneo (1973-88).

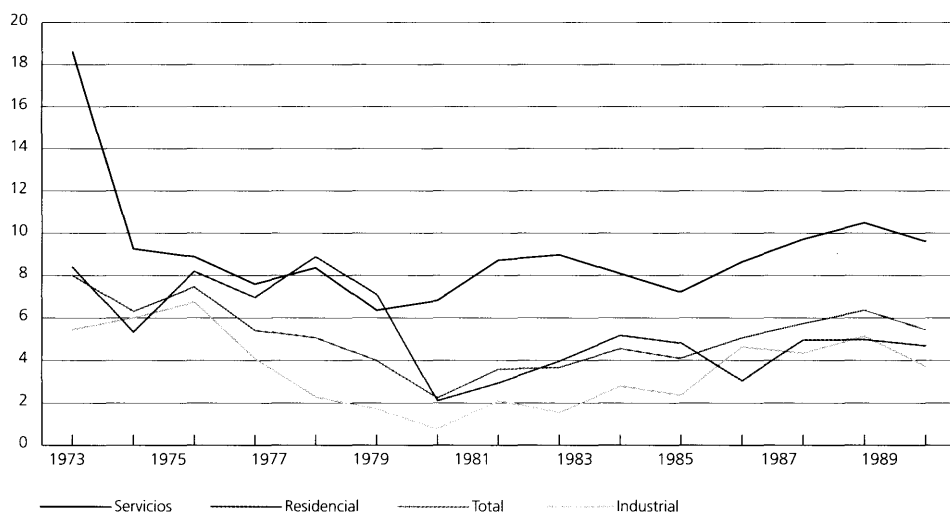
significación (46,6%) a favor de los realizados en el sector servicios (alumbrado comercial e industrial, tracción y revendedores).

Dentro de una gran estabilidad en cuanto a la distribución espacial del consumo (a finales de los años 1980, la denominada zona Centro representó el 31% del consumo total, el Levante-Norte el 36% y la Levante-Sur el 32%)²⁶, se pueden realizar algunas matizaciones respecto a los diferentes tipos de consumo y mercados de distribución.

En primer lugar, aunque en líneas generales las coyunturas seguidas por los tres mercados considerados resultaron bastante parecidas, las dos zonas levantinas presentaron un mayor dinamismo en su crecimiento (5,6% y 5,3%, respectivamente) y mayores similitudes entre sí que con la zona Centro (4,6%). De todos modos, el mayor crecimiento del Levante-Sur respecto al norte se sustentó en la positiva evolución de sus consumos residenciales y de servicios (7% y 12,8%), puesto que sus usos industriales, dada su menor pujanza fabril, avanzaron a un ritmo relativamente inferior (3,4%).

En segundo lugar, dada la desigual elasticidad de las respectivas demandas, el consumo del sector servicios, superada la primera crisis del petróleo, mantuvo una

GRÁFICO 5 Evolución de la estructura del consumo (residencial, industrial y servicios) en el mercado de Hidrola. Tasas de crecimiento anual (%). Medias móviles de tres años



Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

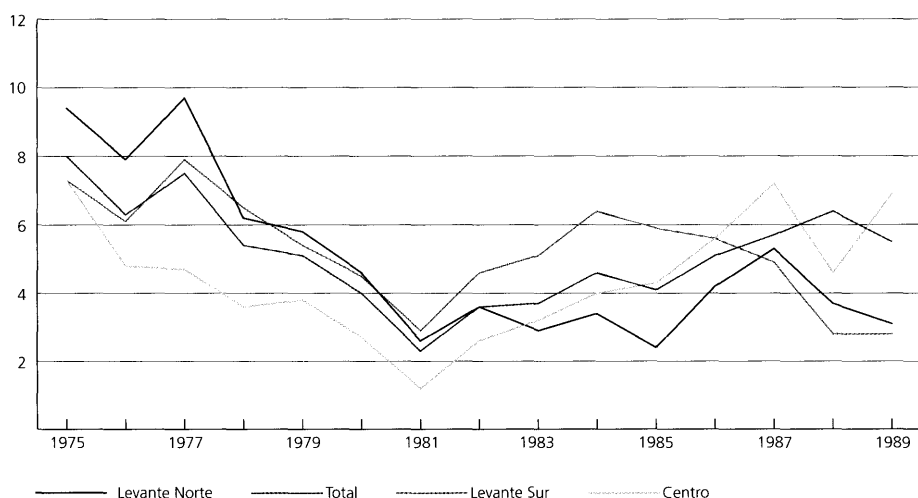
evolución menos errática que la dibujada por el residencial (alumbrado y usos domésticos) o industrial.

En tercer lugar, los consumos industriales de las tres zonas de distribución, de acuerdo con sus diferentes estructuras productivas, tuvieron trayectorias desiguales, frente a la elevada correlación de los otros dos tipos de consumo. De hecho, la zona Centro fue la que sufrió más la crisis industrial, si bien a partir de 1985 se presentó como la más activa. La región levantina tuvo una evolución semejante y descendente hasta 1983, momento a partir del cual la evolución de sus dos mercados (norte y sur) se distanció. La zona Norte se estabilizó y repuntó a partir de 1986. Mientras que la Sur, tras una rápida recuperación, comenzó una prolongada y sorprendente caída desde 1985.

En suma, resulta obvio que la evolución del mercado industrial de Hidrola dependió de la especialización fabril del territorio suministrado y de las diferentes coyunturas que le tocó vivir a cada una de sus ramas de actividad²⁷.

Los sectores más importantes del mercado industrial de la compañía fueron el cementero (22%), el siderometalúrgico (16,7%), el agrícola (16,3%) y el químico (15,5%),

GRÁFICO 6 Evolución del consumo en el mercado de Hidrola por zonas de suministro.
Tasas de crecimiento anual (%). Medias móviles de tres años



Fuente: Elaboración propia a partir de las Memorias y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

precisamente los más energético-intensivos, si se tiene en cuenta que el agrícola se refiere a la electricidad necesaria para la irrigación de los campos. La contribución regional más relevante al consumo industrial la realizó el Levante Norte (46,3%), sobre todo por el desarrollo del sector cementero (62%) y siderometalúrgico (51,3%). A esta zona le siguió el Levante Sur (37,4%), esencialmente por la relevancia de su sector agrícola (67,5%). El tercer lugar lo ocupó el mercado Centro (16,3%), donde destacó la rama química (32,5%).

En cuanto a los ritmos de crecimiento se puede destacar el importante dinamismo de la zona Centro (10,3%), capitalizado en buena medida por el espectacular desarrollo de la industria química (25,1%); frente al más lento desarrollo de los mercados levantinos, norte (4,8%) y sur (2,3%). En la primera zona de distribución los avances más interesantes se produjeron en los sectores químico (8%) y cementero (6,1%) y en la segunda en el sector vinculado a los riegos agrícolas (4,3%), merced a los cuales pudo suplir parcialmente la profunda crisis acontecida en los sectores siderometalúrgico (-1,7%), químico (-1,3%) y cementero (0,7%).

TABLA 5 Los sectores más importantes en cada mercado industrial, su contribución al consumo sectorial total y su ritmo de crecimiento, 1973-1990

| HIDROLA | | | CENTRO | | | LEVANTE NORTE | | | LEVANTE SUR | | |
|---------------------------|-----|--|---------------------------|------|------|---------------------------|------|-----|---------------------------|------|------|
| 1973-90 | | | | | | 1978-88 | | | | | |
| | Δ | | | % | Δ | | % | Δ | | % | Δ |
| Cementero (22%) | 5,6 | | Químico (29,8%) | 32,5 | 25,1 | Cementero (29,7%) | 62,0 | 6,1 | Agricultura (31,2%) | 67,5 | 4,3 |
| Siderometalúrgica (16,7%) | 2,6 | | Cementero (20,2%) | 16,2 | 6,0 | Siderometalúrgica (18,2%) | 51,3 | 2,4 | Siderometalúrgica (15,6%) | 35,5 | -1,7 |
| Agricultura (16,3%) | 4,3 | | Siderometalúrgica (12,7%) | 13,3 | 5,6 | Agricultura (10,6%) | 28,4 | 1,3 | Químico (14,7%) | 35,7 | -1,3 |
| Químico (15,5%) | 6,6 | | Alimentación (11,8%) | 20,3 | 5,9 | Químico (10,6%) | 31,8 | 8,0 | Cementero (12,9%) | 21,9 | -0,7 |
| 100% | | | 100% | | | 100% | | | 100% | | |
| Contribución regional | | | | 16,3 | | | 46,3 | | | 37,4 | |
| Δ | 5,0 | | | 10,3 | | | 4,8 | | | 2,3 | |

Fuente: Elaboración propia a partir de las Memorias y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990)

3 LA SITUACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA

3.1 LA RENTABILIDAD EMPRESARIAL

La rentabilidad económica y financiera de Hidrola sufrió un prolongado descenso en el período estudiado. Si en 1973 la primera variable se situó en el 6,8%, en 1990 los beneficios tan sólo representaron el 1,1% del activo total de la compañía. La rentabilidad financiera corrió igual suerte, pero la creciente importancia de los capitales ajenos en la financiación de la empresa desde 1981 hizo que se duplicara la distancia que mediaba entre ambas variables al final del período estudiado (en 1981 la relación era de 1,6 y en 1990 de 2,9).

Como se ha indicado en el capítulo de Iberduero, la variable realmente importante para explicar el deterioro de la rentabilidad se encuentra en el mal comportamiento de la rentabilidad de las ventas, en tanto que la rotación del activo se mantuvo relativamente estable, con las típicas oscilaciones negativas respecto al valor medio (0,18), derivadas del incremento de activos (1974, 1979, 1984 y 1986) que frenaban las lógicas economías de escala de las inversiones anteriores.

TABLA 6 Los 30 mayores abonados de Hidrola en 1990 (GWh)

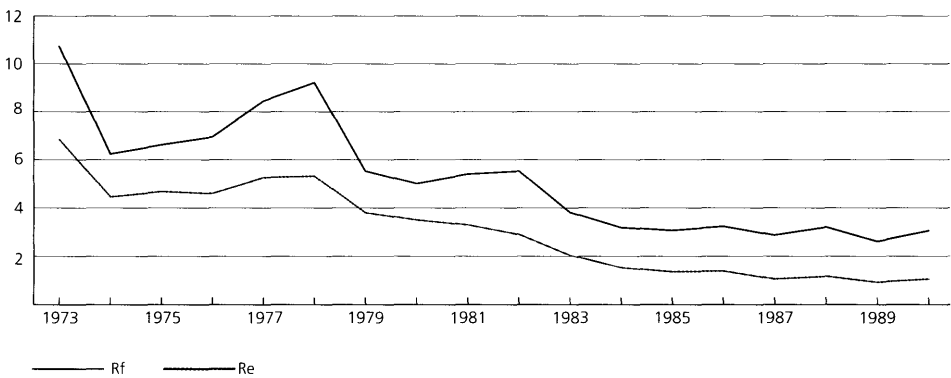
| | TENSION KV | LOCALIDAD | ABONADOS | CONSUMO (GWH) | POTENCIA MÁXIMA HISTÓRICA KW |
|----|------------|-----------------------------------|-------------------------|---------------|---------------------------------|
| 1 | 5 | Hunosa | Langreo | 200,6 | 68.600 |
| 2 | 66 | Cemenmar | Alcanar | 200,2 | 32.800 |
| 3 | 132 | Ford España | Almusafes | 181,2 | 33.200 |
| 4 | 66 | Petromed | Castellón | 150,5 | 20.440 |
| 5 | 66 | Española del Zinc | Cartagena | 148,9 | 35.240 |
| 6 | 132 | Asland | Villaluenga de la Sagra | 140,9 | 24.000 |
| 7 | 15 | Metropolitano | Madrid | 137,4 | 38.468 |
| 8 | 220 | Siderurgia del Mediterráneo | Sagunto | 128,8 | 34.050 |
| 9 | 66 | Cía. Valenciana de Cementos Buñol | Buñol | 113,2 | 26.000 |
| 10 | 22 | Renfe | Valencia-Castellón | 107,6 | 60.826 |
| 11 | 132 | Asland Cyma | Sagunto | 101,5 | 27.600 |
| 12 | 132 | Cía. Valenciana de Cementos | Fontcalent | 87,4 | 20.000 |
| 13 | 132 | Repsol Petróleo | Escombreras | 84,4 | 25.000 |
| 14 | 66 | Proquimed | Castellón | 81,4 | 10.800 |
| 15 | 66 | Instituto Español del Aluminio | Alicante | 70,6 | 25.000 |
| 16 | 66/22 | Renfe | Albacete-Alicante | 69,0 | 48.456 |
| 17 | 66 | Enfersa | Escombreras | 64,4 | 32.000 |
| 18 | 132 | C. H. Del Segura | El Palmar | 61,9 | 52.000 |
| 19 | 66 | Portland Valderribas | Morata de Tajuña | 51,9 | 10.265 |
| 20 | 45 | Renfe | Príncipe Pío-Madrid | 42,6 | 16.100 |
| 21 | 15 | Mahou | Madrid | 42,1 | 8.774 |
| 22 | 132 | Sociedad Española de Oxígeno | Sagunto | 42,1 | 6.040 |
| 23 | 25 | Hornos Ibéricos Alba | Lorca | 41,2 | 12.500 |
| 24 | 45 | Renfe | Chamartín | 41,2 | 14.705 |
| 25 | 22/15 | Cía. Eléctrica Conquense | Cuenca | 39,2 | 14.000 |
| 26 | 45 | Renfe | Alcázar de San Juan | 38,1 | 21.290 |
| 27 | 66 | ATT Microelectrónica | Tres Cantos | 34,5 | 5.000 |
| 28 | 45 | Cristalería Española | Azuqueca Henares | 34,1 | 5.800 |
| 29 | 22 | Cristalería Española | Alcalá de Henares | 33,6 | 6.260 |
| 30 | 11 | Cooperativa Eléctrica S. Fco Asís | Crevillente | 33,0 | 7.440 |
| | | Total | (11,4) | 2.603,5 | |
| | | Total Hidrola | | 22.742,8 | |

Fuente Hidroeléctrica Española S.A. (1991), Datos estadísticos, Año 1990, doc. 2113H (21).

3.1.1 El margen comercial

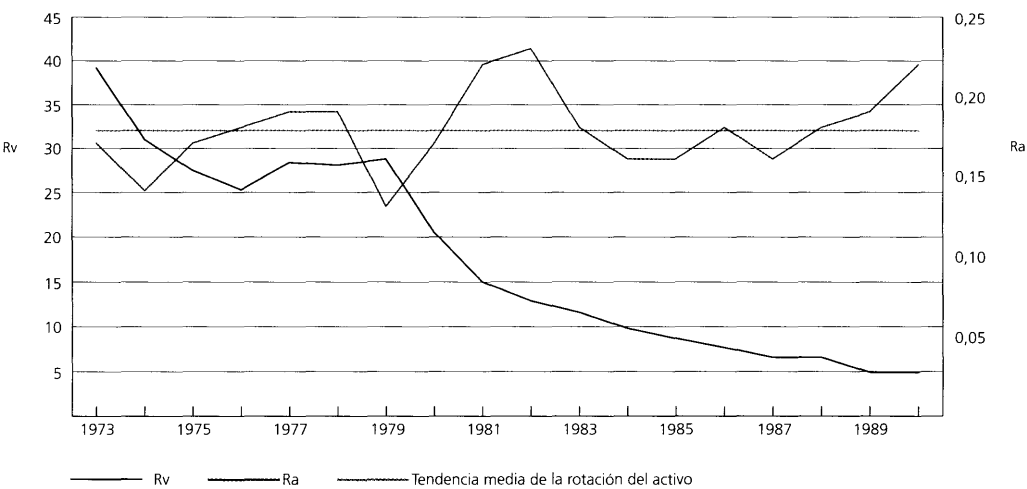
El margen comercial de Hidrola, como ocurrió en otras eléctricas españolas tras la primera crisis del petróleo, sufrió un importante deterioro²⁸. El beneficio unitario de esta compañía se redujo, en términos reales, a una tasa anual acumulativa del 8,8%, porque los gastos unitarios aumentaron 2,4 veces más rápido que los ingresos (4,4% respecto a 1,8%, respectivamente). El capítulo que más contribuyó a esta situación fue el de compras

GRÁFICO 7 Rentabilidad económica y financiera de Hidrola, 1973-1990 (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de las Memorias de Hidroeléctrica Española.

GRÁFICO 8 Rentabilidad de las ventas (%) y rotación del activo (tantos por uno), 1973-1990



Fuente: Elaboración propia a partir de las Memorias de Hidroeléctrica Española.

TABLA 7 Tasas de crecimiento anual acumulado de los ingresos, gastos y beneficios unitarios de Hidrola en términos reales —pesetas de 1992— (1973-1990) (%)

| PERIODOS | BENEFICIO UNITARIO | INGRESO UNITARIO | | GASTOS UNITARIOS | | | | | | | | | | |
|----------|--------------------|------------------|------|------------------|---------|------|----------|------|------------|------|--------------|------|-------|-----|
| | TOTAL | TOTAL | | TOTAL | COMPRAS | | PERSONAL | | FINANCIERO | | AMORTIZACIÓN | | OTROS | |
| | | VENTAS | | | | | | | | | | | | |
| | Δ | Δ | Δ | Δ | Δ | % | Δ | % | Δ | % | Δ | % | D | % |
| 1973-90 | -8,8 | 1,8 | 1,7 | 4,4 | 5,4 | 41,6 | 0,9 | 14,2 | 9,8 | 17,8 | 1,5 | 17,5 | 1,5 | 9,0 |
| 1973-79 | -8,6 | -3,4 | -1,3 | -0,6 | 6,0 | 42,6 | 6,3 | 20,1 | -17,0 | 7,3 | -8,6 | 21,2 | -6,4 | 8,8 |
| 1979-82 | -8,1 | 18,7 | 19,0 | 26,3 | 47,1 | 62,8 | 0,5 | 17,3 | 31,5 | 3,8 | 0,6 | 9,9 | 8,6 | 6,2 |
| 1982-90 | -9,2 | -0,1 | -1,8 | 0,9 | -7,4 | 37,8 | -2,7 | 12,2 | 26,4 | 22,8 | 10,2 | 17,6 | 5,2 | 9,5 |

Fuente Elaboración propia a partir de las Memorias de Hidroeléctrica Española.

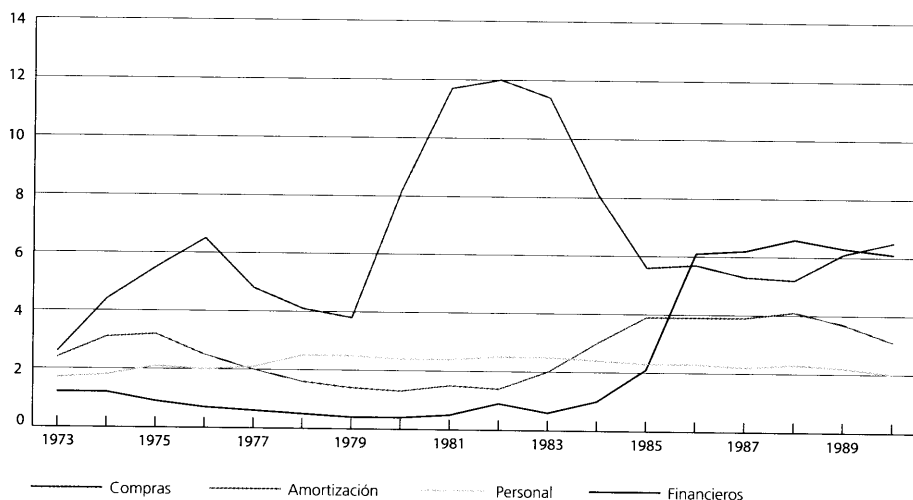
de combustibles y, en menor medida, de electricidad a otras empresas (41,6%), seguido a distancia por los financieros (17,8%) y de personal (14,2%).

Desde el punto de vista cronológico, este quebranto fue continuo. Entre 1973 y 1979, los beneficios unitarios cayeron un 8,6%; desde 1979 a 1982 un 8,1%; y en la etapa final un 9,2%. Si bien la responsabilidad principal cabe imputarla al citado capítulo de compras, especialmente en la segunda etapa (62,8% del gasto total), también resulta llamativa la creciente importancia que los gastos financieros (22,8%) y las amortizaciones (17,6%) alcanzaron en la última coyuntura considerada. Esta circunstancia sucedió tanto por el avance protagonizado por estas partidas (26,4% y 10,2% anual, respectivamente) como por la reducción del ritmo de crecimiento de las compras (-7,4%).

La magnitud que alcanzaron las compras estuvo en relación directa con la evolución particular que tuvo la energía térmica de *fuel-oil* hasta 1983, pero también con el considerable aumento del precio de este combustible durante las dos crisis del petróleo. Así pues, los descensos que dibuja este capítulo en el trienio 1977-1979 tienen que ver con la menor producción térmica, gracias a la excepcional pluviosidad que permitió llevar la hidroeléctrica a máximos históricos, mientras que la caída entre 1983 y 1985 se explica por el nuevo papel de reserva que asumió este tipo de energía tras la diversificación productiva realizada por la compañía. Desde entonces esta variable se mantuvo relativamente estable, porque la compra de energía eléctrica a terceras empresas vino a ocupar el lugar que previamente habían tenido las compras de *fuel-oil*.

Dada la rígida estructura de costes de la empresa, Hidrola, como el resto de eléctricas, exigió reiteradamente que las tarifas eléctricas, reguladas por la Administración, no se establecieran por criterios políticos, sino que recogieran todos los costes

GRÁFICO 9 Evolución de la estructura de costes en términos reales, 1973-1990
(pesetas de 1992/kWh)



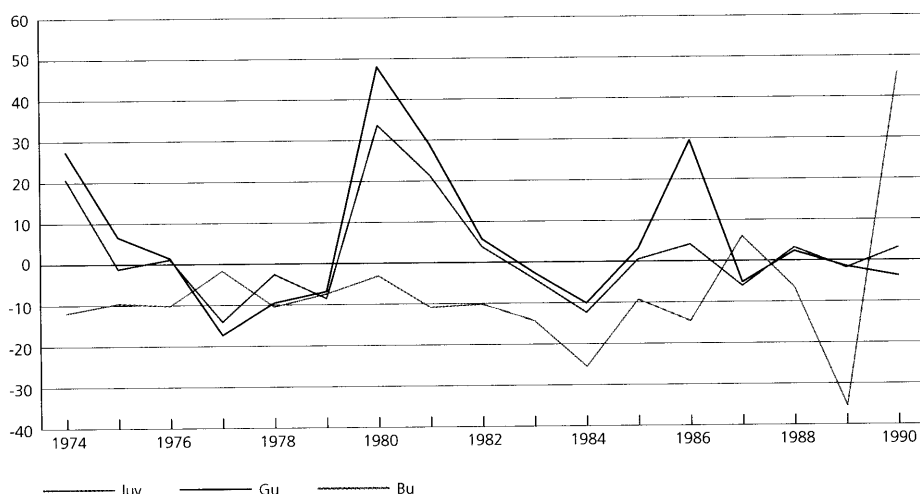
Fuente Elaboración propia a partir de las *Memorias de Hidroeléctrica Española*.

imputables al servicio público suministrado. Como se puede observar en el gráfico 10, los precios medios de Hidrola tan sólo superaron el crecimiento de la inflación de manera clara durante tres años: 1974, 1980 y 1981, gracias a las correspondientes subidas tarifarias.

El RD de 1 de marzo de 1974 aplicó por primera vez la posibilidad de repercutir sobre las tarifas los aumentos oficiales del precio del *fuel-oil* utilizado en centrales térmicas, conocida la incidencia de este coste en la generación de electricidad²⁹. Esto supuso que las tarifas subieran un 15,857% de media. En febrero de 1975 se realizó lo propio con un alza del 15%. Pero las nuevas tarifas de ese año (16,5% en noviembre), de 1977 (20% en febrero y 5,36% en julio) y de 1979 (21,19% en julio) representaron un serio contratiempo para Hidrola, puesto que si entre 1973 y 1980 los precios de la electricidad se habían multiplicado por 3,3, los del *fuel-oil* lo hicieron por 8.

Durante la segunda crisis del petróleo, las importantes subidas tarifarias producidas en 1980, 1981 y 1982 (17% y 19,5% en enero y julio; 19,7% y 7,68% en enero y marzo; y 12,6% en enero, en este orden) sirvieron para atenuar el encarecimiento de algunos costes de producción, al situarse las tarifas eléctricas por encima de la inflación, pero no

GRÁFICO 10 Tasa de crecimiento anual de los ingresos —ventas—, gastos y beneficios unitarios de Hidrola en términos reales, 1973-1990 (pesetas de 1992/kWh)



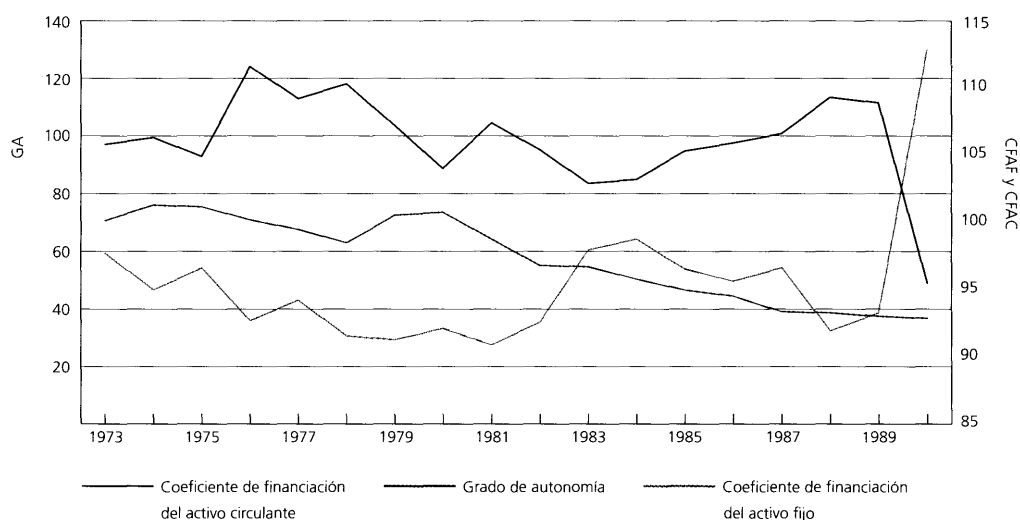
Fuente Elaboración propia a partir de las *Memorias de Hidroeléctrica Española*.

el principal, porque los precios del *fuel-oil* entre 1980 y 1983 crecieron 0,7 puntos más que los de la electricidad.

En la etapa socialista, bajo unas condiciones generales más favorables (el descenso de la inflación y de los precios del crudo) y una política tarifaria más realista (sobre todo a partir del MLE³⁰), Hidrola, con una base productiva más diversificada, se vio liberada de la pesada carga que sobre sus costes suponía el capítulo de compras.

Esta situación le permitió realizar, entre otras cuestiones, una política de amortizaciones más ajustada a la realidad, porque esta partida, dada su mayor flexibilidad, fue una de las más sacrificadas dentro de la estructura de costes con el fin de contrarrestar la insuficiencia tarifaria. Tal y como José María de Oriol adelantó en 1975, «es obvio que las empresas habrán de detraer la diferencia del capítulo de amortizaciones, que continuarán siendo insuficientes como hasta el presente»³¹.

GRÁFICO 11 Evolución del grado de autonomía y de los coeficientes de financiación del activo fijo y del circulante (%)



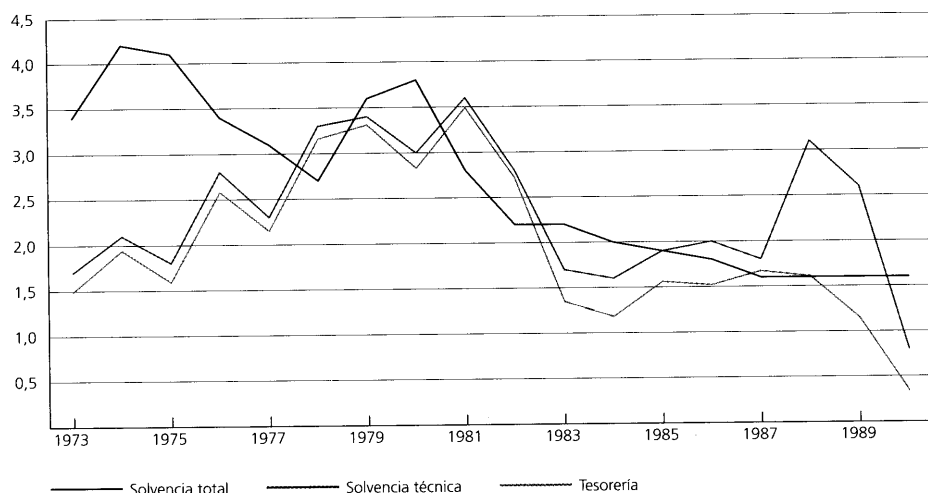
Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Hidroeléctrica Española*.

3.2 LA ESTRUCTURA FINANCIERA

La estructura financiera de Hidrola, pese a la preocupante evolución de la rentabilidad, estuvo relativamente saneada, tal y como muestra la evolución del grado de autonomía y el coeficiente de financiación del activo fijo [gráfico 11]. Ahora bien, las compras de Cía. Eléctrica de Langreo en 1981 y, sobre todo, de Hidruña en 1984 le exigieron recurrir, por encima de lo recomendable, a los capitales ajenos. No en balde, si en 1973 un tercio de los capitales tenían esta procedencia, en 1990 ya lo eran dos tercios. Los capitales permanentes, no obstante, financiaron el activo fijo con bastante suficiencia e incluso parte del activo circulante, aunque entre 1981 y 1987, por los motivos previamente citados, esta última situación se fue atenuando.

La evolución de los índices de solvencia y de tesorería verifican algunas de las cuestiones planteadas hasta ahora; de un lado, la relativa solidez financiera de Hidrola y, de otro, cómo todas las variables citadas fueron especialmente sensibles a varias coyunturas. En cuanto a la solvencia total, el activo estuvo preparado para hacer frente con gran

GRÁFICO 12 Evolución de la solvencia total y técnica y de la tesorería (tantos por uno)



Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias de Hidroeléctrica Española*.

soltura a los eventuales requerimientos de los acreedores entre 1973 y 1980, puesto que representaba casi tres veces el pasivo exigible. A partir de esta última fecha, sin embargo, esta cobertura se fue reduciendo sensiblemente hasta suponer en 1990 la mitad que en sus mejores momentos.

Por lo que se refiere a la evolución de la solvencia técnica y la tesorería, la respuesta de la empresa para hacer frente a sus acreedores a corto plazo con su activo circulante se fue fortaleciendo hasta 1981. Las mayores exigencias de los prestamistas entre 1982 y 1984 redujeron notablemente ambas variables, que se volvieron a recuperar en el último lustro considerado, sobre todo en el caso de la primera ratio merced a las cuentas de periodización propias del sector eléctrico³². El fuerte descenso de 1990 obedece a una modificación contable, derivada de considerar algunos préstamos, clasificados hasta entonces de medio y largo plazo, como pertenecientes al corto plazo³³. Evidentemente, de haberse practicado este tipo de contabilidad en los años previos, la solvencia técnica y la tesorería hubieran tomado unos valores más moderados.

TABLA 8 Márgenes de explotación y valor añadido bruto, 1973-1990 (10⁶ pesetas y %)

| | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| VALOR DE LA PRODUCCIÓN | 15.740 | 22.091 | 27.521 | 35.062 | 39.106 | 44.967 | 51.342 | 81.554 |
| Compras de energía y combustible | 17,7 | 26,2 | 32,1 | 38,6 | 32,9 | 31,2 | 30,8 | 50,0 |
| Gastos Generales | 8,0 | 7,3 | 5,1 | 5,3 | 6,6 | 5,6 | 6,5 | 5,0 |
| VAB | 74,3 | 66,4 | 62,8 | 56,1 | 60,5 | 63,2 | 62,7 | 44,0 |
| Costes de personal y tributos | 11,6 | 10,8 | 12,1 | 11,9 | 14,4 | 19,4 | 20,5 | 15,0 |
| MARGEN BRUTO | 62,7 | 55,6 | 50,8 | 44,1 | 46,1 | 43,8 | 42,2 | 29,0 |
| Saldo financiero | 7,5 | 6,8 | 5,0 | 4,2 | 3,9 | 3,3 | 2,7 | 1,0 |
| MARGEN NETO | 55,2 | 48,8 | 45,7 | 40,0 | 42,3 | 40,5 | 39,5 | 28,0 |
| Resultados extraordinarios y de la cartera de valores | 0,1 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,0 | 0,8 | 0,0 |
| RECURSOS BRUTOS | | | | | | | | |
| AUTOGENERADOS | 55,3 | 49,1 | 46,0 | 40,2 | 42,5 | 40,5 | 40,2 | 28,0 |
| Amortizaciones ¹ | 16,0 | 18,2 | 18,5 | 15,1 | 14,1 | 12,4 | 11,6 | 8,0 |
| Beneficio bruto | 39,2 | 31,0 | 27,5 | 25,0 | 28,4 | 28,0 | 28,7 | 20,0 |
| Impuestos | nd | nd | nd | nd | nd | nd | nd | nd |
| BENEFICIO NETO | 39,2 | 31,0 | 27,5 | 25,0 | 28,4 | 28,0 | 28,7 | 20,0 |

Fuente: Elaboración propia a partir de *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

1 Y periodizaciones propias del sector desde 1986.

3.3 EL ORIGEN Y LA APLICACIÓN DE LOS FONDOS

Por lo que refiere al origen de los fondos, aproximadamente un tercio de los empleados anualmente por Hidrola eran recursos autogenerados; esto es, los derivados de las actividades productivas [tabla 8]. Habida cuenta de que los beneficios se dedicaron a satisfacer los dividendos e impuestos, aquellos se correspondieron con las amortizaciones del inmovilizado. De todos modos, dado que los fondos externos permanentes fueron progresivamente adquiriendo mayor importancia, al final del período considerado la financiación de la compañía se nutrió casi equitativamente de ambos recursos: autogenerados y financieros a largo plazo.

En suma, mientras fue posible (hasta 1979 aproximadamente), la financiación de Hidrola siguió con la práctica tradicional (la llamada regla de oro de los tres tercios³⁴): un tercio procedente de la autofinanciación, otro de las ampliaciones de capital y el tercero de créditos tanto interiores como exteriores³⁵.

En cuanto a la aplicación de los fondos, las inversiones de Hidrola fueron especialmente relevantes durante la gestación, puesta en explotación (Castellón en 1974, Gabriel y Galán en 1979/81 y Cofrentes en 1984) o compra (adquisición de CEL en 1981)

| 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 117.160 | 141.695 | 160.687 | 164.698 | 187.189 | 221.890 | 232.845 | 263.759 | 291.641 | 339.036 |
| 59,3 | 58,5 | 58,2 | 46,6 | 31,8 | 31,4 | 31,2 | 29,9 | 35,3 | 36,6 |
| 4,5 | 4,4 | 5,1 | 6,4 | 13,0 | 13,8 | 12,6 | 11,7 | 11,2 | 8,5 |
| 36,2 | 37,2 | 36,7 | 46,9 | 55,1 | 54,8 | 56,2 | 58,4 | 53,5 | 54,9 |
| 12,3 | 12,4 | 12,5 | 13,6 | 13,3 | 12,6 | 13,1 | 13,2 | 13,1 | 11,5 |
| 24,0 | 24,8 | 24,2 | 33,3 | 41,9 | 42,3 | 43,1 | 45,1 | 40,4 | 43,4 |
| 1,4 | 4,3 | 3,1 | 5,4 | 11,0 | 19,7 | 20,0 | 22,2 | 23,7 | 21,7 |
| 22,5 | 20,5 | 21,2 | 28,0 | 30,9 | 22,6 | 23,1 | 22,9 | 16,7 | 21,8 |
| 0,0 | -0,1 | 0,0 | 0,0 | -0,3 | 0,4 | 0,2 | 0,9 | 2,2 | 0,2 |
| 22,5 | 20,4 | 21,1 | 28,0 | 30,6 | 23,0 | 23,3 | 23,8 | 18,9 | 22,0 |
| 7,6 | 7,6 | 9,6 | 18,2 | 22,1 | 15,4 | 15,0 | 15,5 | 11,9 | 14,9 |
| 14,9 | 12,8 | 11,5 | 9,7 | 8,5 | 7,6 | 8,3 | 8,3 | 7,1 | 7,1 |
| nd | nd | nd | nd | nd | nd | 1,8 | 1,9 | 2,3 | 2,3 |
| 14,9 | 12,8 | 11,5 | 9,7 | 8,5 | 7,6 | 6,5 | 6,4 | 4,8 | 4,8 |

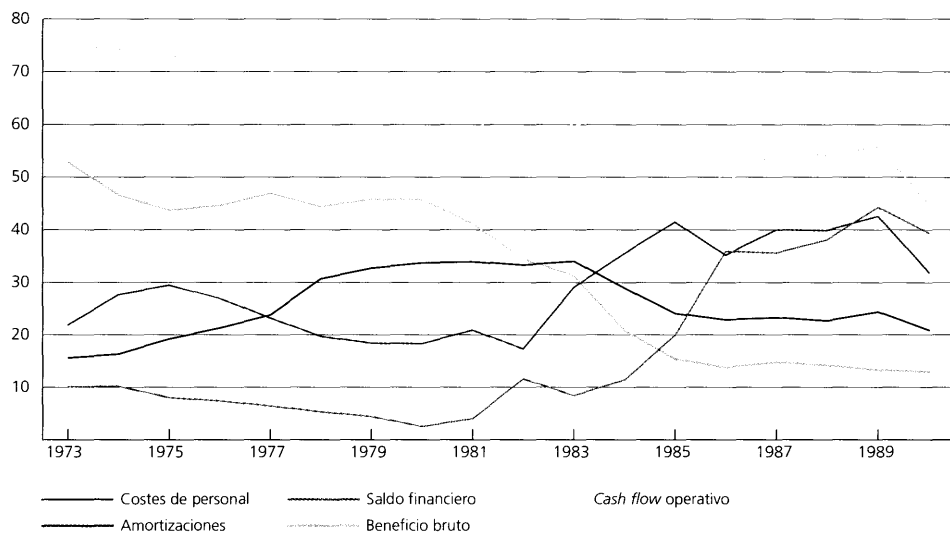
de significativos proyectos productivos. Realizados éstos, desde mediados de los años ochenta la firma prestó mayor atención a reducir la deuda, hasta el punto de que en 1990 dos tercios de sus aplicaciones monetarias se dirigieron a su amortización.

3.3.1 Origen

3.3.1.1 Recursos autogenerados

En términos relativos, los beneficios brutos de Hidrola, tras un período de cierto equilibrio entre 1973 y 1980, se redujeron drásticamente. Tal es así que en el último lustro estudiado tan sólo significaron en torno al 13% del valor añadido bruto de la firma, frente al 45% de los años iniciales. Durante esta última etapa los beneficios se mantuvieron bastante estabilizados, a pesar de la crisis energética e industrial, por las pequeñas modulaciones realizadas sobre las amortizaciones. Sin embargo, la creciente regulación administrativa y la aplicación de una política de amortizaciones más realista hicieron que éstas, independizadas del comportamiento de los beneficios, duplicaran su importancia en la segunda mitad de los años ochenta (en torno al 40% del VAB).

GRÁFICO 13 Descomposición del valor añadido bruto, 1973-1990 (%)



Fuente: Elaboración propia a partir de las Memorias y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

En suma, el descenso relativo del *cash flow* operativo, debido hasta 1983 a unos costes de personal crecientes y desde entonces al rápido avance de los financieros (entre un 35 y 45% del VAB), certifica las fuertes limitaciones de la compañía para aumentar su autofinanciación con el paso del tiempo.

3.3.1.2 Recursos externos permanentes

Hasta 1984 los fondos propios fueron la principal fuente de financiación de Hidrola. La relación entre capital social y reservas fue muy fluctuante, si se exceptúa el lustro final del período estudiado donde las reservas significaron dos tercios de los capitales propios. La razón de estas oscilaciones reside en que esta compañía utilizó cuantas regularizaciones de balances ofreció la Administración (Leyes 12/1973, 1/1979, 74/1980 y 9/1983) para corregir parcialmente los desequilibrios generados por la inflación, tanto sobre sus activos como con relación a sus pasivos. En este segundo caso Hidrola restituyó la pérdida de rentabilidad sufrida por sus accionistas, a la que habría que sumar la del valor de las acciones, liberando gratuitamente un porcentaje de las ampliaciones de capital emitidas con cargo a las reservas de regularización.

En el período analizado se produjeron veinticuatro ampliaciones, que lograron que en 1990 el capital social de 1973 se multiplicara por 4,5; éste pasó de 46.128 a 209.084 millones de pesetas. Casi todas ellas se realizaron antes de 1985 y, cinco (1976, 1977, 1981, 1984 y 1985) concentraron dos tercios del capital movilizado. En términos generales, la provisión de fondos obtenidos con las ampliaciones se utilizó, en partes iguales, para fines de inversión y, como se ha sugerido, con el propósito de atraer a sus accionistas.

Respecto a este último particular, entre 1977 y 1984, Hidrola en siete ocasiones liberó el 60% del valor de las ampliaciones gratuitamente a favor de los accionistas con cargo a reservas; en tres ampliaciones la firma corrió con todos los gastos (100%); y en una con la mitad (50%)³⁶. Además, la mayoría de las ampliaciones se realizaron haciéndolo coincidir con el reparto del dividendo (complementario o a cuenta), con la intención de que el accionista pudiera participar en las ampliaciones sin coste adicional alguno. Esto es, reinvertiera sus dividendos activos.

El bajo nivel de la cotización de las acciones eléctricas desde 1985 y la competencia de otros medios de financiación más económicos (emisiones y créditos) limitaron el uso de este instrumento al mínimo. De hecho, las ampliaciones tuvieron como única misión posibilitar la conversión de algunos bonistas en accionistas. Ello a pesar de que la estrategia financiera de la sociedad pasaba por el incremento de los recursos propios, mediante ampliaciones de capital, para potenciar la eficiencia financiera de la compañía³⁷.

Los fondos ajenos (emisiones y créditos) utilizados por Hidrola hasta 1981 supusieron prácticamente un tercio de los externos permanentes. Y a partir de entonces, de una manera un tanto brusca en la primera mitad de los años ochenta y moderada en la segunda mitad, fueron aumentando su consideración hasta suponer en 1990 el 63,2% del total. Si las obligaciones fueron dominantes en los tres primeros años dentro de los fondos ajenos, en los cuatro últimos este protagonismo recayó en los créditos bancarios, sobre todo porque Hidrola asumió los compromisos del 26% de Vandellós II (comprado a Hidruña) en 1987. Entretanto, en la década que media entre ambas fechas, hubo un relativo equilibrio entre empréstitos y préstamos.

En definitiva, en esta etapa se constata una ruptura respecto a la ortodoxia financiera de la empresa. A principios de los años ochenta, los directivos de Hidrola entendían que, dada la imposibilidad de mantener la fórmula tradicional basada en la financiación equitativa entre recursos propios (ampliaciones), ajenos (emisiones y créditos) y autofinanciación (*cash flow*), la mitad de los fondos adquiridos debían proceder de la emisión de obligaciones, una cuarta parte de las ampliaciones de capital y otra de los créditos extranjeros. Sin embargo, la cambiante realidad económica de la empresa y de su entorno exigió fórmulas más flexibles y vigilantes respecto a la evolución de los costes financieros³⁸. Como reconoció el propio director gerente de Hidrola: «el *primun vivere* ha dirigido, en muchos casos, las actuaciones financieras de las empresas»³⁹.

Frente a lo ocurrido con las ampliaciones de capital, la emisión de obligaciones fue siempre un instrumento muy utilizado por Hidrola, si bien cada vez encontró más dificultades para su desarrollo durante la segunda mitad de los años setenta.

En efecto, a finales de 1975 la compañía tuvo problemas a la hora de colocar sus títulos de renta fija en el mercado de capitales y, por lo tanto, cuando lo hizo fue a cambio de elevar su coste. En junio de 1976, la sociedad realizó gestiones, de un lado, con las principales entidades financieras captadoras de emisiones (Cajas de Ahorros), y, de otro, con el ministro de Hacienda, a través de Unesa, con el propósito de tratar el tema de los coeficientes de inversión de la banca, la ampliación del plazo de amortización de las obligaciones y aclarar los aspectos legales que las regulaban. A pesar de que el ministro, en enero de 1977, mantuvo con carácter provisional importantes beneficios tributarios sobre las obligaciones⁴⁰, la nueva política de actuación en materia de crédito de la Administración hizo, según la empresa, que los canales de colocación fueran prácticamente inexistentes en los parámetros tradicionales⁴¹.

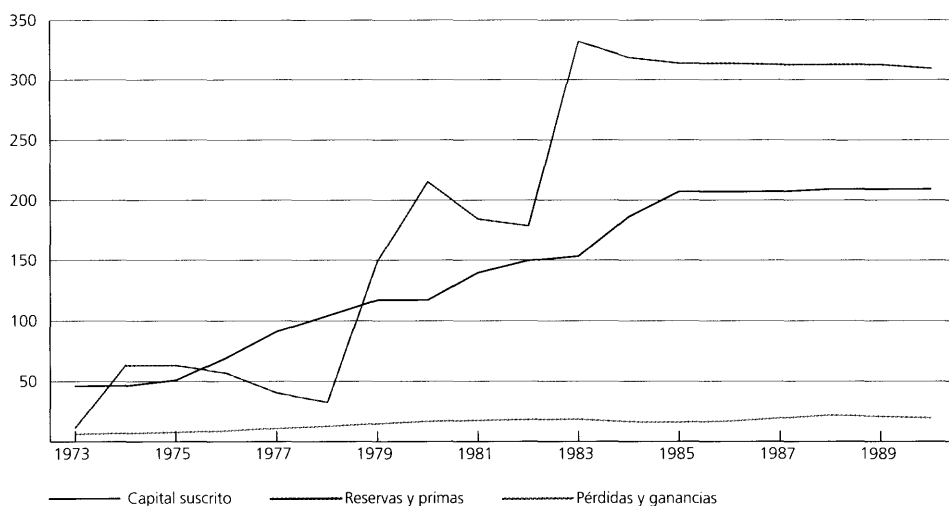
La forma de eludir este estrangulamiento, por lo tanto, pasó por emitir obligaciones lo suficientemente atractivas, tanto para el tomador institucional como para el particular, más si cabe cuando se competía con las emisiones de una deuda pública que cada día ofrecía mayores tipos de interés. De este modo, si la emisión de mayo de 1974 reportaba a los obligacionistas una rentabilidad neta del 8,8 bruto anual, la ofrecida en febrero de 1978 le garantizaba el 12% y la de febrero de 1981 el 14,25%⁴². Dado que la situación no parecía mejorar, sino que se agravaba también por la fuerte competencia de las emisiones realizadas por las corporaciones locales y empresas públicas, Hidrola tomó la decisión en 1978 de fraccionar la emisión anual en dos veces con la idea de eludir riesgos y no saturar el mercado.

En este contexto, otros instrumentos financieros, como los créditos bancarios, se hicieron más atractivos.

Ahora bien, las restricciones que determinaban la obligación de depositar el 25% de los créditos extranjeros ingresados en España (RD 27 de abril de 1979)⁴³, orientaron esta actuación al mercado doméstico, especialmente atractivo en la primera mitad de los años ochenta por la apreciación del dólar.

Hay que indicar, no obstante, que la mayor parte de los créditos obtenidos hasta entonces se habían concertado con entidades financieras extranjeras porque así lo había requerido la financiación del equipo termonuclear; en concreto, el Eximbank y el Mantrust para el equipamiento y combustible de Valdecaballeros y Cofrentes, y el primer banco para el caso de Almaraz. Entre 1973 y 1977, de hecho, se firmaron créditos por un valor de 524 millones de dólares; unos 40.000 millones de pesetas, aunque en la última fecha tan sólo se habían utilizado una cuarta parte de los mismos⁴⁴. Así pues, el primer crédito solicitado en el mercado abierto con finalidad presupuestaria, fue el firmado en febrero

GRÁFICO 14 Evolución de las principales partidas de los capitales propios, 1973-1990 (10⁹ pesetas)



Fuente: Elaboración propia a partir de *Memorias de Hidrola*.

de 1977 con el Citicorp (60 millones de dólares). En los cuatro años siguientes, las menores posibilidades de financiación con base en los recursos permanentes explica que se contrataran nuevos créditos en divisas (80 millones de dólares, en 1978; 125 millones, en 1979; 150 millones, en 1980; y 200 millones en 1981⁴⁵), dirigidos cada uno de ellos alternativamente, como era habitual, por los bancos afines a la compañía (BEC, BV y BHA), aunque en estas ocasiones junto al Manufacturers. Por otro lado, a finales de 1980 se renegoció con este mismo banco el crédito formalizado en su día para lograr el equipamiento de Valdecaballeros, debido al retraso sufrido en su construcción.

Consecuencia de todo ello, en 1981 la mayor parte de la deuda de Hidrola a largo plazo se había formalizado en divisas (97%), básicamente en dólares⁴⁶.

Pero volviendo al argumento anterior, a partir de 1981 la política financiera de Hidrola se desarrolló sobre todo en el mercado español. En principio, el Ministerio de Economía mandó a finales de febrero un comunicado según el cual la negociación y contratación de créditos extranjeros requería de autorización administrativa. Además, la apreciación experimentada por el dólar y los altos tipos de interés para esta moneda y el franco suizo, vinculados al Libor, llevaron a que las puntas clásicas de tesorería se costearan mediante préstamos en pesetas. En efecto, entre 1982 y 1986 tan sólo se firmaron tres créditos en divisas, todos ellos

TABLA 9 Estado del origen y aplicación de fondos después de pérdidas y ganancias, 1974-1990 (%)

| | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 | 1981 |
|---------------------------------|------|------|------|------|-------|------|------|------|
| ORIGEN DE FONDOS | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Recursos autogenerados | 47,5 | 26,7 | 21,6 | 25,8 | 21,5 | 18,9 | 19,9 | 12,7 |
| Recursos externos permanentes | 52,5 | 73,3 | 78,4 | 74,2 | 8,5 | 81,1 | 80,1 | 87,3 |
| APLICACIÓN DE FONDOS | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Inversión permanente | 89,4 | 75,0 | 50,2 | 67,4 | 89,6 | 97,2 | 98,0 | 75,4 |
| Reembolso de deuda | 10,6 | 25,0 | 49,8 | 32,6 | 10,4 | 2,8 | 2,0 | 24,6 |
| Variación del fondo de maniobra | - | - | - | - | -13,0 | -1,2 | 3,7 | 6,9 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

TABLA 10 Fondos propios, fondos ajenos y endeudamiento, 1973-1990 (10⁹ pesetas y %)

| | | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 |
|---|----------------------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Fondos propios (A) | 10⁹ ptas | 63,7 | 116,4 | 121,8 | 135,1 | 142,7 | 149,4 | 281,2 |
| | % | 70,6 | 76,0 | 75,4 | 70,9 | 67,6 | 63,0 | 72,5 |
| Capital suscrito (A ₁) | % | 72 | 40 | 42 | 51 | 64 | 70 | 42 |
| Reservas (A ₂) | % | 18 | 54 | 52 | 42 | 28 | 22 | 53 |
| Otros (A ₃) | % | 10 | 6 | 6 | 7 | 8 | 9 | 5 |
| Fondos ajenos | 10⁹ ptas | 26,5 | 36,7 | 39,7 | 55,6 | 68,4 | 87,6 | 106,5 |
| Largo (B ₁) | % | 22 | 19 | 19 | 24 | 26 | 33 | 25 |
| Corto (B ₂) | % | 7 | 5 | 5 | 6 | 6 | 4 | 3 |
| Fondos Ajenos (B) | % | 29,4 | 24,0 | 24,6 | 29,1 | 32,4 | 37,0 | 27,5 |
| Obligaciones y bonos (B ₁) | % | 73 | 56 | 57 | 48 | 46 | 45 | 46 |
| Deudas entidades de crédito (B ₂) | % | 27 | 44 | 43 | 52 | 54 | 42 | 41 |
| Divisas (B _{2A}) | % | 23 | 43 | 43 | 50 | 51 | 40 | 39 |
| Ptas (B _{2B}) | % | 3 | 1 | 0 | 2 | 3 | 2 | 2 |
| Otros acreedores (B ₃) | - | - | - | - | - | 1 | 14 | 13 |
| Endeudamiento (C=B¹100/A) | % | 41,6 | 31,6 | 32,6 | 41,1 | 48,0 | 58,6 | 37,9 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

1 Se refiere a los créditos a medio y largo plazo.

| 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|-------|------|------|------|-------|------|------|------|------|
| 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 14,4 | 17,2 | 16,7 | 27,2 | 27,5 | 21,3 | 28,2 | 21,1 | 44,3 |
| 85,6 | 82,8 | 83,3 | 72,8 | 72,5 | 78,7 | 71,8 | 78,9 | 55,7 |
| 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| 85,1 | 93,4 | 77,9 | 63,3 | 63,5 | 69,3 | 55,4 | 39,6 | 36,9 |
| 14,9 | 6,6 | 22,1 | 36,7 | 36,5 | 30,7 | 44,6 | 60,4 | 63,1 |
| -14,1 | 0,6 | 8,6 | -5,4 | -14,7 | 0,4 | -7,6 | -9,6 | 25,7 |

| 1980 | 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 | 1989 | 1990 |
|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 349,1 | 341,5 | 343,7 | 494,8 | 526,0 | 541,0 | 537,1 | 553,4 | 559,2 | 562,3 | 560,5 |
| 73,5 | 64,3 | 55,4 | 55,2 | 50,4 | 46,6 | 44,9 | 39,1 | 38,7 | 37,5 | 36,8 |
| 34 | 41 | 43 | 30 | 35 | 38 | 38 | 37 | 37 | 37 | 37 |
| 62 | 54 | 51 | 66 | 61 | 58 | 57 | 56 | 56 | 56 | 55 |
| 5 | 5 | 5 | 4 | 4 | 4 | 5 | 6 | 7 | 7 | 8 |
| 125,8 | 189,5 | 279,2 | 409,3 | 517,1 | 621,1 | 671,2 | 862,1 | 887,1 | 938,0 | 963,9 |
| 25 | 33 | 42 | 41 | 44 | 48 | 50 | 54 | 57 | 58 | 46 |
| 2 | 3 | 3 | 4 | 5 | 6 | 5 | 7 | 4 | 5 | 17 |
| 26,5 | 35,7 | 44,6 | 44,8 | 49,6 | 53,4 | 55,1 | 60,9 | 61,3 | 62,5 | 63,2 |
| 47 | 46 | 47 | 45 | 45 | 43 | 44 | 33 | 35 | 31 | 33 |
| 43 | 44 | 45 | 48 | 45 | 45 | 45 | 55 | 58 | 61 | 60 |
| 42 | 43 | 36 | 30 | 32 | 22 | 17 | 20 | 24 | 23 | 24 |
| 1 | 1 | 9 | 18 | 13 | 23 | 28 | 35 | 33 | 38 | 36 |
| 10 | 9 | 8 | 7 | 10 | 12 | 12 | 12 | 8 | 8 | 7 |
| 36,0 | 55,5 | 81,2 | 82,7 | 98,3 | 114,8 | 125,0 | 155,8 | 158,6 | 166,8 | 172,0 |

en 1984 con el Manufacturers (280 millones de dólares-50 millones de libras; 60 millones de francos suizos; y 55 millones de dólares-65 millones de ecus), frente a los diez sindicados en España. De esta manera, la disponibilidad efectiva de los préstamos españoles en esta etapa (210.000 millones) triplicaba la conseguida por los extranjeros [gráfico 15].

Si en 1984 se recurrió al crédito en divisas fue debido, siguiendo las consignas de sus banqueros, a que el bajo endeudamiento en moneda extranjera de la compañía le permitía asumir las importantes amortizaciones en divisas de este año y el siguiente (unos 300 millones de dólares).

Este criterio, sin embargo, no se siguió posteriormente puesto que los directivos de Hidrola apostaron, animados por las autoridades monetarias y sectoriales, a que el mayor coste derivado del tipo de interés en España sería compensado por la apreciación de la peseta a largo plazo. De hecho, el consejero Garnica a finales de 1984 planteó ante la Comisión ejecutiva la oportunidad de convertir los créditos en moneda extranjera en pesetas o renegociarlos, porque el dólar había alcanzado el valor máximo respecto a la peseta y los tipos de interés en España se aproximaban a los internacionales. Mientras tanto, Iñigo Oriol reclamaba a la directora general de la Energía cierta flexibilidad contable, sin salirse de las directrices del saneamiento, respecto al tratamiento de las amortizaciones y la moneda extranjera.

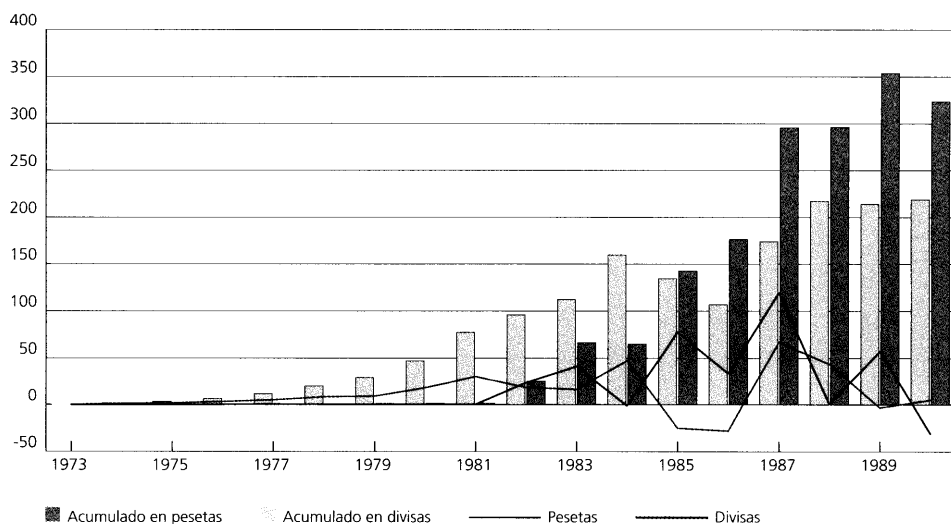
Así, a principios de 1985 se entendió que la solución óptima en torno a la amortización anticipada de la deuda extranjera debía realizarse mediante un crédito sindicado en pesetas (70.000 millones), con el cual amortizar los primeros concedidos en el período estudiado (60, 80 y 125 millones de dólares, de 1978 y 1979) y atender la ampliación de capital de Hidruña (17.000 millones). El resto de los fondos, obviamente, se empleó en las necesidades corrientes de 1986.

Del mismo modo, la idea de Hidrola pasaba por no utilizar la parte de moneda extranjera convenida, pero no contratada, o pendiente de firmar y sustituirla por pesetas. Ello provocó, por ejemplo, que en febrero de 1985 se sustituyera un crédito concertado en yens (15.000 millones de yens) con el Manufacturers por otro de igual cuantía en pesetas.

En 1986 se continuó con la política señalada. De nuevo un importante crédito en pesetas (90.000 millones) se utilizó parcialmente para amortizar deuda en divisas (160 millones de dólares) y, en menor medida, también en pesetas (4.000 millones de 1984). Al tiempo que la caída de los tipos de interés en España y la apreciación de la peseta facilitó la actualización de los últimos préstamos firmados y la renegociación de tres importantes créditos extranjeros, con un ahorro estimado de 3.288 millones.

La política de amortización seguida por Hidrola se mantuvo en 1987. De todos modos, la fuerte deuda asumida con la compra a Hidruña del 28% de Vandellós II (125.000 millones; un 31% de la misma en divisas) supuso una creciente dependencia de los fondos ajenos (la ratio fondos ajenos/propios superaba con creces la unidad, sobre todo en 1990

GRÁFICO 15 Evolución acumulada y anual¹ de la deuda con las entidades financieras, según el tipo de moneda 1973-1990 (10⁹ pesetas)



Fuente: Elaboración propia a partir de *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

¹ Como se ha considerado la deuda anual igual a los créditos disponibles menos las amortizaciones, en algunos años aparece con valores negativos

—1,72—), porque no se pudo llevar a cabo el plan de ampliaciones de capital previsto para recuperar el necesario equilibrio financiero. De hecho, Hidrola tuvo que hacer uso, simultáneamente, del crédito doméstico y foráneo. Por lo que se refiere al primero, la compañía dispuso de la mayor parte de un importante préstamo firmado en 1986 (65.000 millones), así como de los créditos subrogados en pesetas de Hidruña (67.000 millones) y, en cuanto al segundo, concertó nuevos fondos multidivisa (300 millones de dólares con el Manufacturers; 200 millones de francos suizos con el Union Bank of Switzerland; y 200 millones de dólares con el Chase en francos suizos y marcos alemanes), al tiempo que utilizaba los suscritos previamente por su filial en divisas (268 millones de dólares).

En 1988 la situación cambió de nuevo. La delicada realidad del mercado bancario español, sumido en un proceso de fusiones de gran envergadura⁴⁷, las condiciones de Fecsa y la apreciación de la peseta llevaron a las eléctricas a buscar financiación en los mercados internacionales. Así pues, Hidrola utilizó la mitad de las disponibilidades de su último crédito con el Manufacturers (150 millones de dólares), así como los nuevos créditos

firmados con este mismo banco (300 millones de dólares multdivisa) y con el Swiss Bank (250 millones de francos suizos). En el mercado español, en cambio, tan sólo suscribió un préstamo sindicado dirigido por el BCE, el BCI y el Chase (18.000 millones), que resultó muy interesante porque podía movilizarse a través de subastas a corto plazo y de pagarés, y ser el primero que de estas características se hacía tras el caso Fecsa⁴⁸.

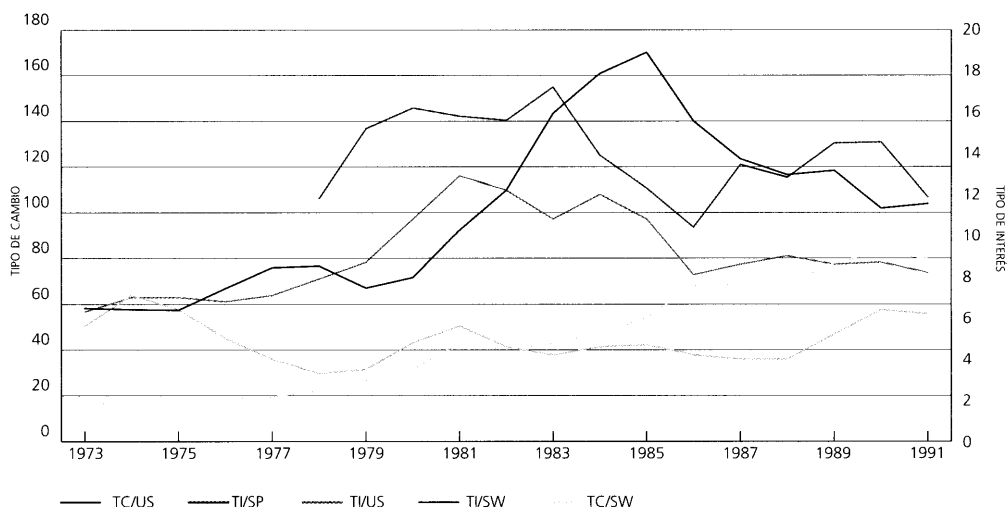
Una vez normalizada la situación bancaria española en 1989, la política de Hidro-la, de acuerdo con la sectorial, se dirigió a reducir al mínimo el endeudamiento, aun a costa de reducir la inversión a límites desconocidos y, en el ámbito particular, a equiparar la deuda en pesetas con la de divisas. Esta última decisión, que hubiera supuesto incrementar los créditos extranjeros, no se pudo desarrollar plenamente porque la circular del Banco de España (31-1-1989) provocó que la mayor parte de los créditos con finalidades presupuestarias se concretaran en pesetas (cuatro; 111.000 millones), ya que los firmados en divisas se dirigieron a refinanciar otros previos (dos; 37.000 millones)⁴⁹. Los créditos dirigidos por el Swiss Bank (360 millones de francos suizos) o el Banesto (180 millones de marcos alemanes) no representaron entrada alguna de divisas, sino la amortización de deuda de 1989⁵⁰.

Así las cosas, en el mercado español se estipularon cuatro préstamos sindicados liderados por bancos españoles, pero con la participación también de entidades extranjeras afincadas en España. El liderado por el BBV (se amplió de 40.000 millones a 70.000 millones)⁵¹ sirvió para preamortizar otros créditos de mayor coste y reducir la presencia de la compañía en el mercado extranjero, mientras no se produjera una modificación en los tipos de cambio o se terminara la obligatoriedad del depósito del 30%.

Como venía siendo habitual, para limar los problemas de la tesorería se acudió a créditos puente (corto plazo), como por ejemplo, con el Swiss (117,9 millones de francos suizos), el BCI (5.000 millones) o el BBV (5.000 millones). Al mismo tiempo, la necesidad de diversificar la deuda hizo que se aceptara la oferta de cesión de una opción *swap* dólares/francos suizos del contrato de 1988 (300 millones de dólares)⁵².

En 1990 se continuó con la política de amortizar deuda, sobre todo en pesetas. En el mercado doméstico sólo se acordaron dos préstamos (10.000 millones)⁵³ y en el exterior cuatro (dos de 300 millones de dólares — Banesto y BBV —, otro de 75 millones de dólares y el último de 178 millones de dólares). Los dos primeros multdivisas tenían como fin cubrir las necesidades de amortización y cargas financieras hasta 1991. Al no suponer entrada de divisas no se vieron afectados por el depósito del 30% y contaron, como en otras ocasiones, con la posibilidad de cambiar de moneda y tipo de interés (*swap*), en este caso a marcos, así como de movilizarse mediante pagarés. El tercer crédito se contrató con la intención de preamortizar los suscritos en su día con el Eximbank y el Mantrust (76 millones de dólares) para llevar a cabo Valdecaballeros y eludir con ello algunas cláusulas restrictivas que podían dificultar una previsible reordenación del sector, así como disponer de

GRÁFICO 16 Evolución del tipo de interés (TI) y del tipo de cambio (TC) del dólar y el franco suizo con relación a la peseta, 1973-1990 (10⁶ pesetas)



Fuente: Elaboración propia a partir de Nominal long-term interest rates de OECD (2001), Interest Rates/Long-term (1 yr or more) y Government bills and bonds de International Monetary Fund (IMF); Spain's National Summary Data Page (NSDP) para los tipos de interés en España

una opción *swap* a francos suizos. Y, por último, el cuarto préstamo (dividido en cuatro tramos) fue dirigido por el Chase para reducir el coste de la deuda en moneda extranjera.

En las circunstancias crediticias descritas hasta ahora se entiende que las obligaciones emitidas por Hidrola tomaron un renovado interés dentro de su financiación a partir de 1980. Para dinamizar este mercado se planteó en Unesa la creación de un mercado secundario de obligaciones, diferenciado de las que se adquirían por el ahorro institucional, junto a un fondo de seguro mutuo, en el que los títulos emitidos por las eléctricas pudieran tener una buena acogida. A principios del año se constituyó, en esta línea, la sociedad Fija Renta Crédito Oficial⁵⁴ para materializar y vender títulos de renta fija oficial asegurando su liquidez.

Pero no todo resultó sencillo para este instrumento. En septiembre de 1980, el Ministerio de Hacienda no quería asumir los compromisos de desgravaciones fiscales adquiridos con la acción concertada (1975), conocidas las modificaciones legislativas posteriores⁵⁵, y la nueva normativa intervencionista del mercado de valores, bolsa y emisiones dificultaron la necesaria agilidad financiera. Con todo, después de largas negociaciones y merced al apoyo del ministro de Industria, un año después la Administración

mantuvo los beneficios fiscales citados hasta 1986 y estudió simplificar la normativa sobre el mercado de valores.

De ahí que la emisión de renta fija fuera el instrumento financiero más utilizado entre 1981 y 1985. La eléctrica realizó catorce emisiones de obligaciones y bonos por un valor de 304.000 millones de pesetas, cantidad superior a la contratada con los bancos (238.000 millones) y, sobre todo, a la obtenida mediante las siete ampliaciones de capital (84.000 millones).

En el último lustro, la mala evolución de la bolsa redujo las ampliaciones de capital a la mínima expresión (2.000 millones), por lo que Hidrola orientó su política financiera a la captación de los recursos bancarios (584.000 millones) y, en menor medida, a los provenientes de sus empréstitos (150.000 millones). Ahora bien, continuando una práctica anterior, eludió riesgos mediante una mayor diversificación de los instrumentos utilizados. Las clásicas emisiones en el mercado español se complementaron, desde 1983, con los muy bien acogidos bonos de empresa, convertibles en acciones, desde 1988, con las emisiones en los mercados alemán y suizo⁵⁶, y, por último, con emisiones también convertibles⁵⁷.

No resulta extraño, pues, que la prevista ampliación de capital de 1988 (30.000 millones) fuera finalmente convertida en una emisión en el mercado suizo (Crédit Suisse) y un préstamo sindicado, así como que la primera emisión de tipo ordinario se realizara años más tarde, en 1990 (serie 58)⁵⁸. La última (serie 59; 40.000 millones) se emitió en junio de 1991 con la idea de consolidar los préstamos a corto plazo (25.000 millones) y disponer de liquidez hasta septiembre.

Entretanto, los pagarés de empresa tuvieron muy buena aceptación en el mercado, hasta el punto de que el programa lanzado en 1991 se amplió de 60.000 millones a 100.000 millones. La mayor liquidez conseguida se utilizó, entre otros cometidos, para amortizar parte de la deuda.

3.3.2 Aplicación de fondos

En líneas generales, los recursos generados se destinaron a satisfacer las necesidades de inversión y la amortización de la deuda.

En cuanto al primer aspecto, Hidrola movilizó un volumen importante de capitales, como corresponde a las firmas de un sector como el eléctrico caracterizadas por ser muy intensivas en capital [Tabla 11]⁵⁹. Por otro lado, desde 1981 el pago de la deuda fue adquiriendo mayor consideración. La creciente dependencia de los capitales ajenos llevó consigo un elevado endeudamiento con su correspondiente coste. En 1990, por ejemplo, dos tercios de los recursos obtenidos fueron empleados en satisfacer la devolución de la deuda, en detrimento de otros usos más productivos del capital.

La evolución de la inversión, como se ha indicado previamente, no fue regular. Tuvo determinadas puntas relacionadas con fuertes desembolsos centrados en la dotación

TABLA 11 Inversión anual de Hidrola con relación al sector y a la formación bruta de capital fijo español (10⁹ de pesetas de 1992)

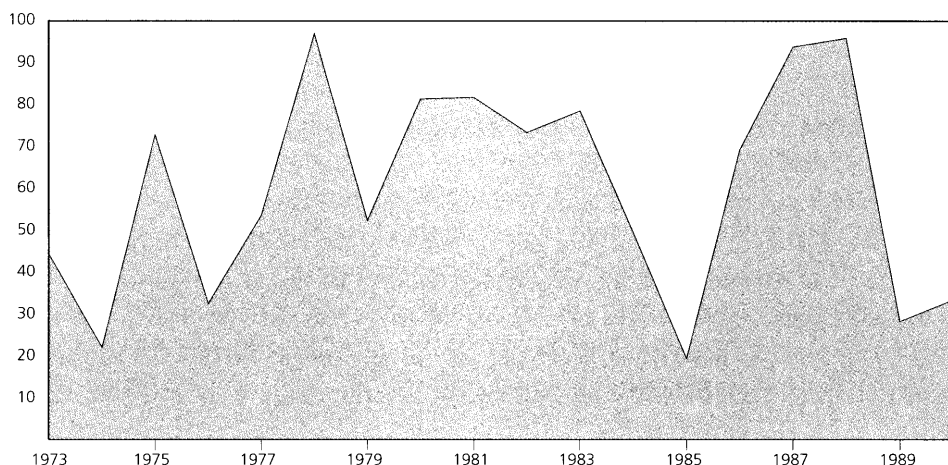
| | INVERSIÓN ANUAL | | PORCENTAJES | | | CON RELACIÓN A | |
|------|------------------------------------|-------------------------|----------------------------|----------|-----------------------|----------------|------|
| | 10 ⁹ PTAS CORRIENTES | 10 ⁹ PTAS 92 | INTERESES INTERCALARIOS | EN CURSO | INVERSIÓN MATERIAL | SECTOR | FBCF |
| 1973 | 11,1 | 109,9 | 11,9 | 32,4 | 55,7 | 19,8 | 1,0 |
| 1974 | 37,7 | 323,8 | 4,3 | 17,7 | 78,0 | 56,8 | 2,6 |
| 1975 | 15,1 | 111,0 | 9,8 | 62,9 | 27,2 | 19,7 | 0,9 |
| 1976 | 28,6 | 178,5 | 5,5 | 27,0 | 67,5 | 33,3 | 1,6 |
| 1977 | 34,5 | 173,0 | 4,7 | 48,9 | 46,4 | 22,8 | 1,6 |
| 1978 | 22,8 | 95,3 | 7,7 | 89,1 | 3,1 | 12,1 | 0,9 |
| 1979 | 77,5 | 280,7 | 2,2 | 50,1 | 47,7 | 39,3 | 2,7 |
| 1980 | 55,4 | 173,7 | 3,2 | 78,1 | 18,7 | 17,9 | 1,6 |
| 1981 | 55,8 | 152,6 | 5,0 | 76,7 | 18,3 | 13,4 | 1,5 |
| 1982 | 78,6 | 187,8 | 8,2 | 65,1 | 26,8 | 16,4 | 1,8 |
| 1983 | 173,4 | 369,5 | 3,1 | 75,3 | 21,6 | 28,6 | 3,7 |
| 1984 | 139,5 | 267,1 | 6,7 | 42,7 | 50,6 | 21,1 | 2,9 |
| 1985 | 118,1 | 207,9 | 19,4 | -204,7 | 285,4 | 21,6 | 2,2 |
| 1986 | 101,2 | 163,7 | 27,5 | 41,6 | 31,0 | 23,4 | 1,6 |
| 1987 | 235,4 | 361,7 | 11,2 | 82,4 | 6,3 | 53,9 | 3,1 |
| 1988 | 111,9 | 164,0 | 25,6 | 70,1 | 4,3 | 30,9 | 1,2 |
| 1989 | 87,1 | 119,5 | 28,2 | -94,8 | 166,6 | 29,1 | 0,8 |
| 1990 | 92,7 | 119,2 | 16,4 | 17,0 | 66,6 | 27,5 | 0,8 |
| | | | 12,3 | 29,6 | 58,1 | 25,9 | 1,7 |

Fuente: Elaboración propia a partir de *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990) y Fundación BBVA (varios años), *Renta nacional de España y distribución provincial*, Bilbao. Se ha desconsiderado la actualización de balances. En 1985 deja de ser obra en curso la central de Cofrentes y se compró el 2,688% de Almaraz. En 1989 entró en explotación Vandellós II (28% de HE), los tres grupos de Cortes II. Se realizó también la recarga (3) de Cofrentes, (5) Almaraz I y (4) de Almaraz II.

de infraestructuras productivas como, por ejemplo, la ampliación de la térmica de Castellón (1974); la puesta en explotación de Cedillo (1976), Almaraz (1981/1983), Cofrentes (1984) y Cortes-La Muela (1989); o la adquisición de la Cía. Eléctrica de Langreo (1981), Hidruña (1985) y el 28% de Vandellós (1987).

Hay que tener en cuenta que con el fin de no romper el equilibrio de la cuenta de pérdidas y ganancias, la empresa, durante el período de construcción de las instalaciones, iba activando gastos e intereses intercalarios incrementando la partida del inmovilizado en curso. Ambos capítulos supusieron en el período estudiado en torno a un 42% de la inversión total. Precisamente por ello, en los años previos a las puntas de inversión señaladas y de manera creciente con el paso de los años, las activaciones absorbieron la mayor parte del capital movilizado, superando con creces este nivel medio. Así pues,

GRÁFICO 17 Inversión en curso e intereses intercalarios de Hidrola, respecto a la inversión anual, 1973-1990



Fuente Elaboración propia a partir de *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990). Dado que la inversión en curso superó el 100% se han considerado solamente, a efectos expositivos, los intereses intercalarios.

el hecho de que buena parte de las inversiones, en cuanto que activaciones, no se correspondieran directamente con un incremento de los ingresos, lastró la rentabilidad de la compañía a medio plazo, de manera especial si se tiene en cuenta que la central nuclear de Valdecaballeros era la partida más importante de la obra en curso y que sus intereses intercalarios no estuvieron compensados por la moratoria nuclear.

A corto plazo, la entrada en funcionamiento de los grandes grupos nucleares, al impedir continuar activando nuevos intereses intercalarios y aumentar fuertemente las amortizaciones, deterioraba la cuenta de resultados de la compañía⁶⁰. Esta particularidad, habida cuenta de que podía elevar bruscamente una tarifa que debía ser fiel reflejo de los costes, fue parcialmente corregida por la Administración (Disposición adicional RD 162/1987). Desde 1986, las eléctricas pudieron periodizar los gastos de las grandes centrales no recogidas en tarifa, a base de aplazar las amortizaciones que entraron en explotación en los últimos cinco años y considerar los intereses intercalarios y los gastos de estructura como un ingreso o crédito frente a la Administración por esta insuficiencia.

3.3.2.1 La distribución de los beneficios y la evolución bursátil: ¿liquidez y resultados?

Los beneficios brutos de la empresa se destinaron fundamentalmente a satisfacer los dividendos (78%) y, en menor medida, a dotar el pago de impuestos (22%). Hasta 1981, tal y como muestra el *pay-out*, la relación entre dividendos y beneficios se mantuvo bastante estable (de dos a uno). Y a partir de entonces, en función del deterioro sufrido por los beneficios con relación a las acciones desembolsadas (BPA), Hidrola fue aumentando la parte correspondiente al pago de los accionistas. Hay que decir, no obstante, que las dotaciones para el fisco estuvieron, si se exceptúan los tres últimos años estudiados, sobredimensionadas.

Más allá de las pequeñas variaciones producidas entre 1973 y 1977, ocasionadas por diferentes Decretos establecidos por la Administración para moderar los dividendos y sobre ciertas retenciones fiscales⁶¹, el dividendo líquido repartido por la compañía se alteró poco hasta 1983. Durante este tiempo significó aproximadamente un 10% del capital desembolsado (50 pesetas/acción de pleno derecho). Sin embargo, en los cuatro años siguientes (1984-1987), se redujo, primero al 8% y después al 6,5%. Y finalmente, durante los tres últimos años estudiados, el dividendo consiguió recuperar casi el nivel de sus mejores años, al situarse en el 9,2% (46 pesetas/acción).

En general, las retenciones fiscales relacionadas con el dividendo fueron satisfechas por la compañía, que, como se ha señalado, estimuló la participación de sus accionistas en las ampliaciones de capital cubriendo una parte importante del coste de la suscripción con cargo a reservas y haciéndolas coincidir en fechas con el reparto del dividendo activo. De este modo, el accionista podía al mismo tiempo ampliar su participación social e ingresar una parte significativa del dividendo⁶².

Ahora bien, dada la evolución de la bolsa, la rentabilidad de los dividendos corrió una suerte desigual. Se pueden distinguir dos grandes etapas con algunos matices. En la primera, de 1973 a 1983, el mantenimiento de los dividendos por acción y el fuerte deterioro del valor bursátil se tradujeron en un importante avance de la rentabilidad del dividendo. Si bien, entre 1978 y 1981, la frágil recuperación del valor estabilizó su comportamiento.

En la segunda etapa, de 1983 a 1990, se produjo, primero, una apreciable reducción de la rentabilidad de los dividendos y, después, un leve crecimiento. Este espectacular descenso entre 1983 y 1986 (alcanzó el mínimo este último año con el 6,1%) tuvo su origen en que el valor del dividendo cayó más que el de la acción. Y el repunte positivo (que llevó al 11% la rentabilidad en 1990) se sustentó en que la significativa recuperación del dividendo fue mayor que la bursátil⁶³.

De manera inversa a la rentabilidad del dividendo, la evolución del PER de Hidrola nos da una medida de lo que el mercado bursátil paga por cada peseta de beneficio que obtiene la empresa (número de veces que el precio contiene la ganancia). Según

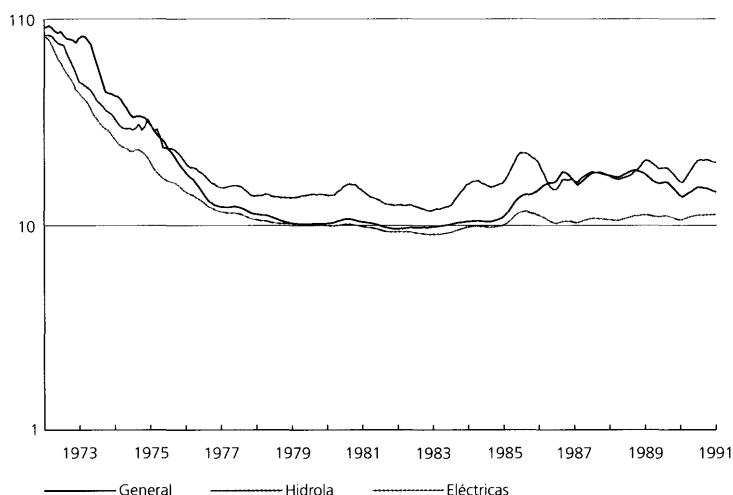
este ratio, las acciones de Hidrola durante la primera crisis del petróleo dividieron por algo más que tres su valor (si en 1973 el PER se situó en el 16,1, en 1978 en el 4,5). Tras la segunda crisis, en 1983, quien comprara una acción de Hidrola, en tres años y medio podía amortizar la operación realizada. El nuevo ciclo de crecimiento económico y los síntomas de recuperación abiertos por el programa de saneamiento del sector con la Administración encarecieron rápidamente sus acciones llevándolas en apenas tres años a sus mejores niveles. Aun así, la crisis de Fecsa, los esfuerzos para sanear Hidruña y las incertidumbres sobre el débil saneamiento sectorial, así como el anuncio de nuevos ajustes, moderaron el encarecimiento precedente.

El mantenimiento del dividendo, como se ha explicado con Iberduero, fue casi una obsesión. La argumentación era prácticamente la misma, la financiación con capitales propios dependía de la bolsa y ésta a su vez de la confianza que el accionista tenía en la positiva evolución de los dividendos, reflejo en teoría de los resultados empresariales⁶⁴. Pero, la Administración, consciente de que los dividendos no se ajustaban a la situación real ni coyuntural del sector⁶⁵, muy endeudada, decidió su intervención. En efecto, el programa financiero (concretado a partir del decreto de tarifas de 18 abril de 1984 y su normativa complementaria) establecía condiciones mínimas para poder ofrecer un dividendo superior al 8% neto, salvo que las eléctricas renunciaran a participar en el reparto de los fondos de saneamiento⁶⁶.

En 1984, aunque Hidrola negoció con la Administración el mantenimiento de su dividendo tradicional y barajó otras posibilidades de retribución (dividendo complementario en papel), no le quedó más remedio que reducirlo en dos puntos⁶⁷. La deuda de la empresa fue superior a su inversión (uno de los dos requisitos para la libertad en el reparto del dividendo) por los efectos negativos que tuvo, desde el punto de vista productivo, el retraso en la puesta en funcionamiento de Almaraz en un contexto climático difícil (sequía e inundaciones en Levante —1982—) y, desde el punto de vista financiero, la paralización de Valdecaballeros y, de manera especial, la compra de Hidruña. Todo ello, además, contribuyó a retrasar los planes de recuperación hasta 1993.

Al parecer, si hasta mediados los años ochenta la empresa ajustaba sus resultados económicos a los dividendos, a partir de que el Decreto de febrero de 1985 estableciera su escalonamiento en atención a determinados criterios, éstos iban a depender esencialmente de la capacidad negociadora de la compañía con la Administración. Prueba de ello fue, por ejemplo, que los servicios financieros de Hidrola contactaron en varias ocasiones con la directora general de la Energía para proyectar la Cuenta de Pérdidas y Ganancias de 1985. Claro está que, al cambiar el escenario, las estrategias para fijar el dividendo no iban a ser las clásicas (utilizar la prima de emisión, modular los impuestos, los intereses intercalarios o las amortizaciones, etc.), sino fundamentalmente dirigidas a flexibilizar los criterios contables aplicados por la Administración de

GRÁFICO 18 Evolución del índice de cotizaciones bursátiles de Hidrola (1973-1991)
(medias móviles del primer valor del mes)



Fuente: Elaboración propia a partir de los Boletines de cotización de la Bolsa de Madrid.

acuerdo a su especificidad económico-financiera, pero sin que esto supusiera romper con la unidad sectorial.

Por lo que se refiere al ejercicio de 1985, Hidrola se opuso a la idea de la Administración de un acelerado saneamiento (4 años) que fuera en detrimento de su cuenta de resultados; especialmente en el caso de Hidruña. Del mismo modo, se resistió en principio a una concepción de dividendos sobre resultados futuros (diferimientos), de un lado, porque su puesta en práctica en Cofrentes podía romper la unidad sectorial de no aplicarse por el regulador el mismo criterio en las centrales de Ascó II y Vandellós II, de próxima explotación⁶⁸. Por otro lado, porque Hidrola no deseaba que con el ocasional alivio de su cuenta de resultados (las laminaciones de Cofrentes podían permitir aflorar algunos beneficios) la Administración eludiera su principal responsabilidad en el endeudamiento sectorial: «la falta de tarifa»⁶⁹.

Con todo, los deseos de reducir el endeudamiento (esencialmente de sus inversiones sin rentabilidad —CEL e Hidruña—) y, sobre todo, de contar para ello con los fondos de saneamiento, llevaron a Hidrola a conceder a sus accionistas un dividendo, «concertado» con la Administración, del 8%.

TABLA 12 Distribución de beneficios (10⁶ pesetas y %)

| AÑO | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979 | 1980 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|
| Beneficios antes de impuestos (A) | 6.173 | 6.840 | 7.561 | 8.776 | 11.109 | 12.612 | 14.733 | 16.659 |
| Dividendo (B) | 4.166 | 4.613 | 4.993 | 5.820 | 7.346 | 9.099 | 10.396 | 11.704 |
| Capital desembolsado (C) | 46.128 | 46.358 | 50.994 | 59.493 | 78.085 | 91.099 | 104.113 | 117.127 |
| N.º de acciones (millones) (D) | 92 | 93 | 102 | 119 | 156 | 182 | 208 | 234 |
| Precio de la acción a fin de año (E) | 1.080 | 950 | 880 | 593 | 365 | 314 | 325 | 355 |
| Dividendo por acción (F=B/D) | 45,2 | 49,8 | 49,0 | 48,9 | 47,0 | 49,9 | 49,9 | 50,0 |
| Rentabilidad de los dividendos (H=F/E) | 4,2 | 5,2 | 5,6 | 8,3 | 12,9 | 15,9 | 15,4 | 14,1 |
| Rentabilidad de los dividendos (H ²) | -13,3 | -7,4 | -2,2 | -27,1 | -30,5 | -0,4 | 19,5 | 24,2 |
| BPA (I=A/D) | 66,9 | 73,8 | 74,1 | 73,8 | 71,1 | 69,2 | 70,8 | 71,2 |
| PAY-OUT (J=B*100/A) | 67,5 | 67,4 | 66 | 66,3 | 66,1 | 72,1 | 70,6 | 70,3 |
| PER (K=E/I) | 16,1 | 12,9 | 11,9 | 8,0 | 5,1 | 4,5 | 4,6 | 5,0 |
| Dividendo Bruto (M=B*100/C repartido) ¹ | 9,0 | 10,0 | 9,8 | 9,8 | 9,4 | 10,0 | 10,0 | 10,0 |

Fuente: Elaboración propia a partir de las *Memorias* y de los Datos estadísticos (y de las instalaciones) de Hidroeléctrica Española (1973-1990).

1 El concepto de dividendo se incluye el dividendo propiamente dicho (7%) más la prima por asistencia (2,2%).

2 En esta ocasión, tal y como lo hacía la empresa, la rentabilidad mide las ganancias del accionista (dividendo y cupones) menos las pérdidas o ganancias del valor de la acción a lo largo del año con relación al valor de la acción el último día del año.

De todos modos, el dividendo de 1986 se redujo de nuevo hasta el 6,5% porque la Dirección General de la Energía así lo sugirió, aunque Hidrola entendía que el 7% era «un umbral de rentabilidad necesario para llevar a cabo ampliaciones a la par» y mantener la confianza del accionariado, «pilar importantísimo en cuya confianza la Sociedad se apoyaba»⁷⁰. La empresa, así pues, se situó entre las sociedades que repartieron un dividendo intermedio, mayor que el concedido por las eléctricas peor situadas (2,5%) o en situación delicada (4,5%), pero menor que las que aparecían con mejores resultados (8,5 a 10%).

Las incertidumbres de Hidrola respecto al dividendo se aclararon, sobre todo, una vez que la Administración, a partir del Decreto de 6 de febrero 1987⁷¹, dotó a las periodificaciones de una legalidad apropiada⁷² y definió un nuevo procedimiento estable de cálculo de tarifas⁷³. De hecho, frente a la posibilidad de un saneamiento rápido sin repartir dividendo, Hidrola consideraba los diferimientos un recurso totalmente ortodoxo, al mismo tiempo que un buen argumento para ir recuperando el déficit histórico de la tarifa⁷⁴. En efecto, las proyecciones utilizadas por la compañía mostraban su pronta recuperación en 1993, manteniendo el dividendo (6,5%) y contemplando la entrada en diferimientos de Cofrentes y Vandellós II y, posteriormente, de Cortes-La Muela.

Este nivel del dividendo se mantuvo también en 1987, pero en esta ocasión, junto a la aplicación del nuevo sistema de periodificaciones, no fue necesario utilizar el mes 13.

| 1981 | 1982 | 1983 | 1984 | 1985 | 1986 | 1987 | 1988 ¹ | 1989 ¹ | 1990 ¹ |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 17.489 | 18.114 | 18.485 | 16.050 | 15.906 | 16.828 | 19.313 | 21.805 | 20.698 | 24.124 |
| 12.205 | 13.959 | 15.330 | 13.140 | 14.887 | 13.431 | 13.458 | 19.241 | 19.339 | 19.340 |
| 122.145 | 139.594 | 153.304 | 164.255 | 186.326 | 207.029 | 207.067 | 209.075 | 209.075 | 209.083 |
| 244 | 279 | 307 | 329 | 373 | 414 | 414 | 418 | 418 | 418 |
| 388 | 275 | 215 | 394 | 430 | 530 | 425 | 450 | 590 | 422 |
| 50,0 | 50,0 | 50,0 | 40,0 | 39,9 | 32,4 | 32,5 | 46,0 | 46,2 | 46,2 |
| 12,9 | 18,2 | 23,3 | 10,1 | 9,3 | 6,1 | 7,6 | 10,2 | 7,8 | 11,0 |
| 23,2 | -16,1 | -3,6 | 102 | 19,2 | 30,8 | -13,7 | 16,7 | 41,4 | -20,6 |
| 71,6 | 64,9 | 60,3 | 48,9 | 42,7 | 40,6 | 46,6 | 52,1 | 49,5 | 57,7 |
| 69,8 | 77,1 | 82,9 | 81,9 | 93,6 | 79,8 | 69,7 | 88,2 | 93,4 | 80,2 |
| 5,4 | 4,2 | 3,6 | 8,1 | 10,1 | 13,0 | 9,1 | 8,6 | 11,9 | 7,3 |
| 10,0 | 10,0 | 10,0 | 8,0 | 8,0 | 6,5 | 6,5 | 9,2 | 9,2 | 9,2 |

La tendencia del dividendo, como se sabe, cambió en el ejercicio de 1988. Ya a finales de este año Oriol planteaba al Consejo la conveniencia de subirlo medio punto, puesto que las nuevas proyecciones, bajo presupuestos conservadores, indicaban esta posibilidad para llegar progresivamente al ansiado 10% en 1994. Pero más allá del dividendo, resulta interesante resaltar la propuesta metodológica planteada por el director gerente al Consejo y aplicada en este ejercicio. Puesto que según este consejero era necesario «alterar el orden ya habitual de composición del beneficio a partir del “beneficio necesario”, para establecer un concepto de beneficio realmente obtenido», con el fin de que «los resultados expresen cada año la realidad»⁷⁵. En la aplicación propuesta, junto al dividendo y la prima de asistencia, se incluía la dotación para el impuesto de sociedades y un nuevo remanente que, atendiendo al Marco Legal Estable, debía entenderse como un «regulador del dividendo», del cual se dispondría en función de la hidraulicidad. En efecto, el mecanismo que se utilizó en 1988 para sumar dos puntos más al dividendo fue el remanente de 1985 (4.000 millones) y la prima de asistencia⁷⁶.

Este año también se modificó formalmente la Memoria de la sociedad para ofrecer unos estados contables totalmente transparentes al accionariado y, especialmente, a los mercados financieros europeos.

En 1989 se mantuvo el dividendo de 1988 (9,2% líquido) sin necesidad de utilizar el remanente, a pesar de que hubo un importante desfase respecto a lo presupuestado inicialmente, debido a los gastos derivados del peor año hidráulico del siglo y el aumento de los costes financieros. Hidrola entonces se planteó dos alternativas para mantener el dividendo: la primera, sumar a los resultados de explotación, el remanente reconocido como fondo regulador de dividendos (5.500 millones); la segunda, realizar el cierre de 1989 y 1990 aflorando una serie de reservas y provisiones (14.000 millones). Pero, dado que esta última posibilidad podía acarrear una excepción de los auditores por la dificultad de valorar los resultados anuales, se optó por la primera opción, pero en vez de utilizar el remanente, se buscaron otros recursos alternativos (desprovisión en Hidruña —2.594 millones—, transparencia fiscal —3.975 millones—, etc.).

1990 fue un año difícil. Entre otras razones porque ya no se podían activar gastos en obras en curso, al estar terminadas, o diferir plenamente, por haber transcurrido en alguna instalación el plazo máximo permitido por la Ley. Mientras que, por el contrario, era necesario amortizar de manera importante Cortes-La Muela. Por si fuera poco, a finales del año se reconocían, debido en parte a la discrecionalidad establecida en el MLE⁷⁷, unos productos de explotación tres veces inferiores a los años previos (5.000 millones) e inferiores también a los diferimientos (6.300 millones), que generaban déficit (1.300 millones) a corregir, entre otros recursos, mediante resultados atípicos (12.300 millones). Además, las provisiones para 1991 no eran muy alentadoras. Se esperaba una cuenta de resultados mejor (13.800 millones), pero solamente las desviaciones de tarifa ya suponían una pérdida del 7% (23.000 millones).

Con todo, el tema más delicado, a medio plazo, fue la regularización de la previsión social del personal de la compañía a la nueva legislación sobre Fondo de pensiones y Plan General de Contabilidad⁷⁸. La adaptación de las obligaciones de previsión social existente al nuevo Plan de Pensiones externo regulado supuso la creación de un Plan de Reequilibrio Financiero para capitalizar los fondos del personal activo y del pasivo. Así, las prestaciones existentes y servicios pasados se imputaron a reservas libres y sólo los devenidos futuros a un fondo contra la cuenta de resultados. Todo ello, por lo pronto, se tradujo en un coste anual de 4.000 millones al año reflejado en la cuenta de resultados y otros 6.000 millones más durante los primeros siete años para dotar las reservas⁷⁹.

El Ministerio de Industria, debido también al fuerte déficit que sufría la cuenta de explotación de la sociedad imputable a la aplicación del MLE (25.000 millones)⁸⁰, permitió que Hidrola mantuviera su dividendo (9,2%), materializando algunas plusvalías de la venta de Gas Madrid por su filial Uipicsa (12.630 millones) y ampliando el período de los diferimientos⁸¹. De todos modos, quedaba claro una vez más que, por diferentes motivos, los dividendos de las eléctricas estaban lejos de cumplir los requerimientos establecidos por la Ley de Sociedades Anónimas (1989): liquidez y resultados⁸².

4 HIDROLA EN UN ENTORNO OLIGOPOLÍSTICO ADMINISTRADO POR EL ESTADO: ECONOMÍAS DE COMPETENCIA Y ECONOMÍAS DE REGULACIÓN

Este apartado tiene como finalidad analizar las estrategias que Hidrola fue tomando en su adaptación a un entorno institucional fuertemente administrado por el Estado. En un marco con tarifa única y crecientemente regulado, la empresa dirigió sus esfuerzos, como se ha explicado, a diversificar su oferta productiva y sanear su situación financiera, pero también a favor de modular o influir en la propia regulación. Dependiendo de su mayor o menor éxito en este capítulo esta firma mejoraría, a corto plazo, su gestión económico-financiera y patrimonial —fusiones— en busca, a medio o largo plazo, de una posición competitiva más ventajosa, ante un casi seguro cambio institucional relacionado con el nuevo entorno europeo de la energía.

4.1 EL MANTENIMIENTO DE LOS VIEJOS ESQUEMAS DE FUNCIONAMIENTO: LA AUTORREGULACIÓN

El sector eléctrico en el período considerado (1973-1991) estuvo sometido a interesantes cambios institucionales que afectaron profundamente a su desenvolvimiento. En líneas generales, se pasó paulatinamente de un sistema de autorregulación, donde las eléctricas en buena medida condicionaron el marco regulatorio que el Estado formalmente definía, a otro de fuerte intervención estatal, justificada en una peculiar forma de entender la política energética de un servicio público.

En la primera etapa, las decisiones más relevantes sobre la regulación del sector eléctrico alcanzaron un elevado nivel de asenso entre el regulador y las compañías. No en vano, la Administración trasladaba directamente muchos de los planteamientos y reivindicaciones de Unesa⁸³. El ejemplo más representativo fue la participación de este grupo de presión en la revisión del Plan Eléctrico Nacional (1974-1985), que, ante el panorama energético mundial, potenciaba la participación de los recursos autóctonos, pero sobre todo el desarrollo basado en la energía nuclear⁸⁴. Evidentemente, existían temas de fricción. El más controvertido fue sin duda el tarifario⁸⁵, puesto que las eléctricas repudiaron los precios políticos que, en mayor o menor medida, aplicaron todos los gobiernos hasta el establecimiento del MLE.

Así pues, el mayor acuerdo con la Administración se estableció en el denominado Régimen de Acción concertada que, tras un largo proceso negociador con los ministerios afectados, se concretó en el Decreto 175/1975⁸⁶. Para asegurarse el desarrollo del

PEN (1975-1984), la Administración consiguió el compromiso de inversión del sector eléctrico a cambio de ofrecerle determinadas contrapartidas e incentivos (crédito oficial, exenciones fiscales, etc.). Tras la firma del Acta general del concierto (22 de octubre de 1975) y las cuatro primeras individuales (enero de 1976⁸⁷), el ministro de Industria, Pérez Bricio, destacó el papel desempeñado por las eléctricas privadas en el cumplimiento del PEN, así como que la acción concertada era una «muestra clarísima de esa colaboración y cooperación del sector eléctrico privado y en ningún caso suplantación por parte del Estado»⁸⁸.

El positivo clima de colaboración entre empresas y Administración también se extendió al nuevo PEN (1978-1987). De hecho, el sector, al tiempo que reconocía que la intervención reglamentaria competía al Gobierno, no dudaba, como hizo saber al rey, del importante papel desempeñado por Unesa en su puesta en práctica. De hecho, como venía siendo tradicional, una comisión de esta institución empresarial estaba trabajando en ello.

De todos modos, es a partir de finales de 1977 y principios de 1978 cuando se plantea claramente desde diferentes centros de opinión la conveniencia de una modificación estructural e institucional del sector para adaptarlo a los nuevos tiempos. Evidentemente, la instauración de un régimen democrático, aunque imperfecto, iba a cuestionar el tradicional papel representado por las empresas. Por lo pronto, los temas trascendentes que afectaban al sector iban a ser sometidos a tramitación parlamentaria⁸⁹ y tenían como espectador de lujo a la prensa, mediadores de la hasta entonces no tenida en cuenta voluntad popular.

Las empresas eléctricas, por su parte, centraron su defensa en aquellos ataques que consideraron más peligrosos en la discusión del nuevo PEN: el tema nuclear y los mecanismos de control a los que debían estar sometidas las compañías para cumplir su función (la cobertura de la demanda), especialmente la nacionalización de la red de alta tensión por ir, según Unesa, en contra de la libertad empresarial⁹⁰.

La entrada en vigor del PEN en 1979 supuso algunos cambios. Entre ellos, el nacimiento de Aselétrica (D 926/1980), del Comité de Ordenación del Subsector Eléctrico (D 2216/1979), el Consejo de Seguridad Nuclear (L 2194/1979), y Ofico (D 215/1980). Pero cuando realmente se inician las modificaciones más decisivas respecto a las tradicionales condiciones bajo las cuales se había desenvuelto el sector, fue a partir de la entrada del PSOE en el Gobierno.

Hasta entonces, las rutinas adquiridas en el pasado de delegar los aspectos institucionales a Unesa hicieron que la estrategia de Hidrola no se diferenciara de la practicada por esta entidad, por lo que no les prestó gran atención.

Por lo pronto, ante las primeras noticias en diciembre de 1982 acerca de que el nuevo equipo gubernamental pensaba reforzar la intervención del Estado en Aselétrica y

proceder a la nacionalización de la Red de Alta Tensión (RAT), Hidrola adoptó diferentes posiciones. En cuanto al primer asunto, le preocuparon los nuevos poderes concedidos al delegado del Gobierno (RD 379/1983) y los inicialmente planeados para los Despachos Regionales en la explotación del sector eléctrico que no se llevaron a cabo (L.49/1984)⁹¹. Respecto al segundo, Hidrola se opuso a la nacionalización de la RAT, dado que Unesa había cumplido perfectamente su cometido de abastecer a todo el mercado español desde su fundación⁹².

Por lo que se refiere al tema nuclear, Hidrola, además de acelerar su programa de construcciones, buscó que el Gobierno condicionara el programa electoral de su partido a necesidades de la demanda⁹³.

De todos modos, la posición estratégica que siempre mantuvo la compañía, en este y otros temas, como se verá, fue siempre salvaguardar la unidad del sector. De hecho, la capacidad de negociación de Unesa, en estos momentos de incertidumbre, iba a estar sometida a prueba en múltiples ocasiones⁹⁴.

4.2 LAS PRIMERAS CONSECUENCIAS DE LA REORDENACIÓN DEL SECTOR

4.2.1 La explotación unificada del Sistema Eléctrico Nacional y Red Eléctrica de España S.A. (RE)

Las primeras tomas de contacto entre el sector eléctrico y el nuevo Gobierno se cerraron con la firma del Protocolo de junio de 1983⁹⁵. Respecto a la nacionalización de la RAT, Hidrola luchó por que las sociedades tuvieran una actuación independiente a partir de sus despachos de control, aunque éstos quedaran sometidos al criterio de optimización, coordinación y subordinados de un despacho central, tal y como sucedía con Aselétrica. Y, ello, a pesar de que se reconocía que la nueva figura del delegado del Gobierno, con derecho de veto, iba a constituir «una nueva etapa»⁹⁶.

La concreción del Protocolo exigió que Unesa y la Administración crearan tres Comisiones paritarias de negociación para su desarrollo: Red de Alta Tensión y Explotación, Revisión del PEN y Tarifas y Financiación. En cuanto al primer asunto, había tres temas de discusión: método operativo de la explotación del sistema, extensión de la red transferible, y procedimiento de valoración y forma de pago. Respecto al segundo, la Administración pretendía cerrar una de las centrales nucleares en construcción, para cumplir su programa electoral, recogiendo en la tarifa el precio de esta moratoria. Y referido al tercero, el regulador pretendía que se cumpliera el compromiso del incremento de tarifa, pero una vez completados los estudios económico-financieros de las empresas⁹⁷.

En la medida en que la negociación era unitaria y global, Oriol expuso, en Unesa, la necesidad de cumplir estrictamente lo convenido en el Protocolo, sacrificando los pequeños intereses particulares planteados a corto plazo y, en Hidrola, la conveniencia de prestar especial atención a la constitución de la sociedad para la explotación de la RAT y la moratoria nuclear.

Sobre estos dos particulares la postura de la sociedad era la siguiente. En primer lugar, la compañía deseaba que las eléctricas, durante un período de pruebas, fueran las responsables de asumir las instrucciones dictadas por el Ministerio sobre la explotación de la RAT y que sólo se cedieran a Aselétrica los tramos de red indispensables pagados por el Estado, frente a una Administración que no quería hacer desembolso alguno. En segundo lugar, la empresa estaba a favor de continuar con los cuatro grupos nucleares en construcción, frente a la idea del Ministerio que pretendía, siguiendo criterios técnicos (demanda) y políticos, autorizar dos (Trillo I y otro por determinar —Vandellós II—), paralizar otros dos de los cuatro en obra (Lemóniz y Valdecaballeros) y estudiar el destino del quinto (Trillo II)⁹⁸.

Tras no pocas negociaciones, a las eléctricas no les quedó más remedio que someterse a los deseos del regulador, más allá incluso de los compromisos alcanzados en el Protocolo (1983). No es de extrañar, pues, cierto desencanto respecto a este último acuerdo y su oposición a la pérdida de autonomía empresarial sobrevenida con el nuevo sistema de explotación del sistema eléctrico⁹⁹. En efecto, Hidrola valoró la Ley de explotación unificada del sistema eléctrico nacional (L. 49/1984), gestionado por Red Eléctrica (RD 91/1985), como «una merma absoluta de la individualidad de explotación de las Empresas»¹⁰⁰. Aunque Unesa alcanzó un acuerdo con el Consejo de RE respecto a la operatividad del sistema de explotación —las compañías coordinarían semanalmente las explotaciones, a través de Unesa y, posteriormente, Red Eléctrica realizaría en su caso las correcciones oportunas¹⁰¹—, el Plan Estratégico de RE fue denunciado por Oriol ante el ministro de Industria. Según el presidente, RE debía ocuparse de asegurar la optimización, pero no la explotación directa de los medios de producción privados de las empresas, «ya que lo contrario supondría de hecho una auténtica nacionalización de la gestión»¹⁰².

El conflicto de competencias se resolvió a principios de abril con un reparto de funciones entre Unesa y RE, según se dijo en la Comisión ejecutiva de Hidrola, medianamente «un acuerdo entre caballeros que sin firmar tendría el mismo valor»¹⁰³. La primera entidad llevaría a cabo la explotación unificada de acuerdo con las empresas, ocupándose la segunda del aseguramiento de la optimización global del sistema¹⁰⁴.

Una vez más las fricciones llegaron cuando Red Eléctrica estudió a finales de 1986 el establecimiento de los CEREX (Centros Regionales de Explotación) que, dependiendo de su despacho central, pretendían dirigir la explotación de las eléctricas. A pesar de la defensa realizada por el delegado del Gobierno, esta pretensión quedó suavizada, por-

que a principios de 1987 el regulador entendió que los CEREX, por el momento, tan sólo debían cumplir una labor meramente informativa¹⁰⁵.

4.2.2 La moratoria nuclear. Valdecaballeros

El tema de la moratoria nuclear tuvo consecuencias muy importantes sobre el desarrollo del sector eléctrico, en general, y sobre la toma de decisiones de Hidrola.

Como se ha explicado, la decisión de construir Almaraz, Cofrentes y Valdecaballeros tenía su justificación empresarial en la diversificación de la oferta y en dar satisfacción al fuerte desarrollo de la demanda previo a la crisis del petróleo. Este fuerte impulso nuclear encontró su apoyo institucional en el PEN (1975-1985)¹⁰⁶, si bien la fuerte oposición antinuclear de los partidos de la oposición y la opinión pública dificultaron la acción de gobierno de UCD para su teórico desarrollo.

La oposición fue especialmente intensa en Badajoz a comienzos de 1977, a través de la prensa y diversas movilizaciones, a las que se unieron varias huelgas del personal contratista. La empresa vio entonces la necesidad de realizar también una campaña informativa en distintos medios para mostrar las ventajas de la producción nuclear y, a partir de junio, intensificó sus contactos con la Administración para acelerar el permiso de construcción de Valdecaballeros¹⁰⁷. El retraso en la autorización hizo que Hidrola, tras establecer un programa reducido de actividad, congelara temporalmente el proyecto en noviembre de 1978.

A los argumentos de tipo ecológico y político en contra de las construcciones nucleoelectricas se sumó, con la primera crisis del petróleo, la caída del consumo de electricidad. De hecho, el nuevo PEN (1978-1987), adaptado a las nuevas circunstancias económicas y energéticas, redujo la potencia nuclear a instalar, aun cuando mantenía la necesidad de construir cinco de los ocho grupos que contaban con autorización previa.

La oposición de la Junta Regional de Extremadura y los requerimientos administrativos de cimentación¹⁰⁸ retrasaron las obras de Valdecaballeros hasta diciembre de 1980; a pesar de haberse obtenido la licencia de obras de manera definitiva¹⁰⁹ nueve meses antes. Una vez iniciadas las obras, la conflictividad laboral de la subcontrata ocupada en el hormigonado¹¹⁰ y la oposición de la Comunidad de Regantes del Guadiana¹¹¹, de nuevo, hicieron que la compañía reconociera a finales de 1981 la pérdida de un mes de trabajo.

Mientras todo esto sucedía, la compañía estimó el coste comparado de un eventual parón nuclear sobre las diferentes compañías, llegando a la conclusión de no ser la más perjudicada por la moneda (dólar) y el método de financiación elegido. Al mismo tiempo reconoció la rentabilidad futura de la inversión, bajo determinados presupuestos, y, por último, intensificó las conversaciones con el ministro para concretar la financiación de los bienes de equipo.

Después de firmar en junio de 1982 el Acta específica de Valdecaballeros y ver la buena marcha de las obras, la sociedad estimó que la primera unidad de la central podría entrar en funcionamiento en septiembre de 1986 y la segunda un año más tarde.

La aprobación del PEN (1981-1990) por el último gobierno de UCD, favorable al desarrollo nuclear español, no se consumó al no discutirse en la Comisión de Industria y Energía, como consecuencia de las elecciones generales de octubre de 1982¹¹². La propuesta del partido socialista de limitar la potencia nuclear condicionó el nuevo PEN (1983-1992). De hecho, en el Protocolo de 1983, firmado entre la Administración y las eléctricas, se sentaron las bases para retrasar la terminación de la construcción de dos grupos nucleares por un tiempo indefinido, de dos a cinco años.

Los servicios eléctricos del Ministerio, ante la reducción de la demanda, entendieron que era mejor compensar los intereses y las amortizaciones de algunas inversiones nucleares, a través de la tarifa. A la hora de determinar las centrales sujetas a moratoria, la Administración parecía decantarse antes por la paralización de Valdecaballeros que por la de Trillo I, pese a que esto iba en contra del orden de autorización e inversión.

Los directivos de Hidrola, antes de que la Administración se pronunciara sobre los grupos paralizados, esgrimieron en su defensa que la demanda de su mercado (7%) era francamente superior a la media española (4%), y confiaron en que el grupo primero de Valdecaballeros no se incluyera en la parada y que el segundo, dadas sus modernas características técnicas y ventajas económicas, ocupara un lugar preferente en una eventual reactivación nuclear.

No fue así, el 2 de noviembre de 1983 la Dirección General de la Energía suspendía provisionalmente los trabajos de la segunda unidad de Valdecaballeros y el 28 de marzo de 1984¹¹³ el Consejo de Ministros, ante la sorpresa de los propios responsables en materia energética¹¹⁴, suspendía los de la primera, favoreciendo con ello las tesis socialistas extremeñas.

Claro está que antes de que se tomara esta decisión, Hidrola buscó limar asperezas con la Junta de Extremadura y las autoridades del Ministerio. En esta línea, los presidentes de Hidrola y Sevillana visitaron al presidente de la Junta, directivos de Hidrola mantuvieron contactos con la Diputación de Cáceres para la creación de una fundación¹¹⁵ y, por último, la compañía autorizó la elaboración de un dictamen sobre la seguridad de Almaraz por expertos de General Electric Co.

Por otro lado, la intensificación de la campaña de prensa en contra de la construcción hizo conveniente visitar al ministro de Industria. Junto a los argumentos clásicos respecto a las ventajas de la energía nuclear, Hidrola expuso también la importancia que Valdecaballeros tenía para el suministro e independencia energética del mercado andaluz, así como para sus distribuidoras.

En contra de las noticias de paralización también se manifestó el personal contratista a principios de marzo, mediante una marcha sobre Mérida. No es extraño que

así sucediera si tenemos en cuenta que el estudio de parada elaborado para el Ministerio contemplaba despedir inmediatamente a 500 trabajadores y más tarde a 1900¹¹⁶.

A finales de junio, la reanudación de las obras no parecía ya tan inminente. La contestación del Gobierno a una pregunta del Grupo Popular en la que se sugirió que la Administración realizaría un plan de parada, haciéndose cargo de las indemnizaciones, hizo que Hidrola elaborara un estudio económico para los próximos años sin contar ya con Valdecaballeros.

Esto no quiere decir que no tuvieran esperanzas en su realización. A finales de octubre de 1984, Oriol consideraba que la demanda al final de la década exigiría nuevas construcciones como la de Valdecaballeros. Esta idea, por ejemplo, se contempló en la renovación del contrato de Endesa en enero de 1986, en la negociación del préstamo con Manufacturers (300 millones de dólares) en diciembre de 1987¹¹⁷ o cuando, en aras a diversificar riesgos, les fue ofrecida a Iberduero y Endesa una participación en la central en marzo de 1988¹¹⁸.

Bien es cierto que mientras esto acontecía, Hidrola fue cediendo parte de las infraestructuras técnicas para evitar su infrautilización y cubrir ciertas averías de otras compañías.

El alto grado de incertidumbre que dejó el Ministerio de Industria sobre el programa de parada nuclear mediante la cláusula automática de revisión del PEN, consistente en decidir la potencia adicional requerida en función de los costes, se cerró de manera definitiva el 9 de abril de 1992, cuando el Pleno del Congreso decidió la paralización definitiva de Valdecaballeros¹¹⁹.

4.2.3 El saneamiento financiero y el intercambio de activos

El tema de las tarifas y la situación particular de alguna empresa en Cataluña, debido a su alto endeudamiento, aceleró la búsqueda de soluciones al saneamiento financiero del sector. En enero de 1984, Unesa ofreció como alternativa, a la vez que se modificaba el sistema indiscriminado de tarifas, la transferencia de activos entre empresas a fin de mejorar la distribución del equipamiento eléctrico, completado por un mecanismo de compensaciones entre las eléctricas que corrigiera algunos defectos de la estructura del mercado.

Aunque Hidrola era una sociedad perfectamente equilibrada en el asunto de las compensaciones y, por ello, no necesitaba plantearse ningún tipo de intercambio de activos para conseguir su equilibrio patrimonial o financiero, no quería quedar fuera de los beneficios que el nuevo decreto de tarifas podía ofrecer para restaurarlos, esto es, los fondos intervenidos por Unesa para la moratoria nuclear y el saneamiento financiero (3,9% y 2,8% de la recaudación, respectivamente).

Además, bajo la idea de unidad sectorial que según José María de Oriol debía mantenerse frente a la Administración¹²⁰, el concurso de Hidrola en el intercambio de activos iba a resultar ineludible si se tiene en cuenta que la Administración deseaba no sólo

dar una solución al mercado catalán, sino también al madrileño. Según ésta, la compañía debía incrementar su participación en Almaraz, entrar en la construcción de Trillo y adquirir el mercado madrileño de Iberduero.

Pero todos los planes del regulador se trastocaron una vez que Oriol, de manera inesperada, el 14 de noviembre remitió una carta al ministro de Industria dándole cuenta del acuerdo alcanzado con el presidente de Hidruña. En la misma, entre otras cosas, se decía que «no puede Hidroeléctrica Española aceptar un mercado en Madrid en competencia con Iberduero y consecuentemente no puede entrar en la Central Nuclear de Trillo [...]»¹²¹, más si cabe después de la moratoria de Valdecaballeros; le ofrecía, en cambio, una solución en Cataluña que resolvía parte del problema planteado¹²².

En la decisión de comprar Hidruña concurrieron varios asuntos de indudable interés. Por un lado, desde el punto de vista estratégico y de política sectorial¹²³, la operación tenía un cometido claro: frenar la extraordinaria toma de posiciones de las empresas del INI en aquella región y evitar fórmulas de reparto del mercado madrileño, en contra de pactos previos¹²⁴, que llevaran al enfrentamiento innecesario con otras eléctricas (Iberduero, Sevillana y Unión). Suponía, así pues, el mantenimiento del *status quo* sectorial o, lo que es lo mismo, que las compañías privadas continuaran disfrutando del privilegio de la distribución (espíritu del contrato con Endesa)¹²⁵.

Por otro lado, desde un punto de vista interno, la compra quedaba más que justificada como un medio rápido de adquirir potencia nuclear, al tiempo que un mercado muy dinámico e interesante¹²⁶ (en torno al 20% del área metropolitana de Barcelona). Por si fuera poco, la operación resultaba razonable desde el punto de vista económico, puesto que su coste (234.000 millones¹²⁷) era ligeramente superior a la opción elegida por la Administración, Madrid-Trillo, para una participación nuclear semejante (524,9 MW¹²⁸) y una hidroeléctrica superior (250 MW). El grupo empresarial de Hidrola esperaba alcanzar su saneamiento en 1992-1993, después de reflotar Hidruña¹²⁹, manteniendo prácticamente su cuota de producción y mercado: primera compañía en potencia instalada (20,4%) y segunda en electricidad distribuida (21%)¹³⁰.

De este modo, dentro del escaso margen de maniobra que el regulador concedía, la sociedad, con su inteligente maniobra, no sólo eligió su contribución al saneamiento financiero del sector más conveniente a sus intereses, sino que, al ofertar a la Administración una solución alternativa para los mercados catalán y, sobre todo, madrileño, de un lado, evitó su oposición y, de otro, condicionó los futuros intercambios a favor de las compañías privadas con dificultades.

El 20 de diciembre de 1984, mediante carta del presidente de Unesa al ministro, se concretaban las bases de un principio de acuerdo que permitiría la reordenación y el equilibrio financiero de algunas empresas, incluyendo un compromiso sobre el mercado aragonés¹³¹. Sin embargo, el acuerdo definitivo sobre los intercambios de activos y las

medidas complementarias para obtener el pleno saneamiento (fiscales, contables y tarifarias) tardó en confirmarse¹³².

De hecho, el acuerdo general alcanzado el 29 de octubre de 1985 sobre la firma del documento de intercambio de activos, quedó condicionado en su conjunto por Endesa a la discusión del contrato Endesa-Grupo de empresas¹³³. Y, tras la mediación verbal del ministro de Industria, Carlos Solchaga, e interpretación por escrito de la directora general de la Energía, el día 30 de diciembre se firmaron 16 escrituras y un Acta (sobre los criterios de arbitraje atribuido al director de Unesa) y, después de no pocos problemas, el 25 de febrero de 1986 se firmó el Segundo Protocolo de las compañías con el Gobierno¹³⁴.

La idea del ministro de Industria era que antes de aprobar un incremento de las tarifas se firmara un documento de compromiso entre la Administración y las empresas¹³⁵. Pero el problema entre ambos surgió cuando el guión manejado por aquella no sólo no especificaba el método de incentivos establecido para el reparto del fondo de saneamiento (global o individualizado), sino que además incluía referencias, no negociadas previamente, sobre el saneamiento de activos nucleares en moratoria, ya explicados en el capítulo de Iberduero.

Al final, la Administración asumió la idea de un protocolo genérico y un saneamiento individualizado (aunque sin hacer referencia alguna al Protocolo de 1983, ni a los intercambios realizados en diciembre de 1985) y, días después, tras varias reuniones más, suprimía toda referencia al saneamiento de activos nucleares.

El nuevo presidente Iñigo Oriol reconoció ante el Consejo de Hidrola que la capacidad de negociación del sector frente a la Administración en el diseño del Protocolo había sido muy limitada por la amenaza de no incrementar las tarifas, pero al mismo tiempo manifestó que la firma debía ser optimista porque se iba a un saneamiento por grupos consolidados lo que suponía incluir a Hidruña en la firma del Protocolo, algo que no sucedió en el de 1983.

En efecto, si por un lado Hidrola esperaba ingresar el 35% de los fondos recaudados por el esfuerzo realizado en el saneamiento de Hidruña, de acuerdo al nuevo Decreto de tarifas aprobado en febrero, por otro lado denunciaba la discrecionalidad que la Administración tenía en este tema al no vincular dicho fondo al reparto de dividendos. Y es que como señaló Iñigo Oriol, aunque en el último párrafo del Segundo Protocolo se aludía a la colaboración y concertación futura entre las compañías y la Administración para su desarrollo, esta última estaba actuando de manera unilateral en las disposiciones que lo regulaban. De hecho, las dificultades de Hidrola con el regulador, en varios frentes (concreción del cierre del ejercicio de Hidrola, el tema Cofrentes y el saneamiento de Hidruña) hicieron que Oriol visitara a Solchaga (ministro de Hacienda) a mediados de marzo para ver si se podía llegar a un saneamiento gradual, como inicialmente se había previsto, y no simultáneo.

De todos modos, el Plan global de intercambios, que incluía el aspecto fiscal, como la aprobación de tarifas para 1987¹³⁶, no quedaron definitivamente cerrados hasta que el contrato de Endesa no se adaptó a la nueva situación creada por el intercambio de activos. Esto se produjo, dado que ambas partes (Grupo de empresas y Endesa) no se pusieron de acuerdo¹³⁷, mediante una Resolución Ministerial el 27 de noviembre de 1986 y, consecuencia de lo cual, merced al «forzado» acuerdo de Unesa de 3 de diciembre¹³⁸.

La postura de Hidrola en este conflicto no fue muy diferente a la practicada por Unesa. Tan sólo cabe destacar que, más allá de las discrepancias puntuales con Endesa, Oriol entendía que cualquier planteamiento futuro sectorial debería tener muy en cuenta el parecer de sus tres mayores firmas: Iberduero, Endesa e Hidrola. Y, desde el punto de vista interno, que la DGE debía incluir la compra de Hidruña en el plan recién aprobado, para que la compañía no quedara relegada de los más que probables beneficios fiscales, derivados de los intercambios de activos, por su anticipación temporal.

4.3 HACIA LA OPTIMIZACIÓN GLOBAL DEL SECTOR

4.3.1 El Marco Legal Estable (MLE)

A raíz del cambio ministerial de agosto de 1986, Oriol comentó en septiembre al nuevo secretario general de la Energía la conveniencia de elaborar un Plan Global que diera verdadera estabilidad al sector. Esta idea debía gestarse a través de Unesa, ofreciendo a la Administración un plan perfectamente articulado, definido y realista, dado el elevado nivel de conocimiento que del sector tenía aquella, y enlazado con la problemática de Endesa, compensaciones y tarifa.

En este contexto, Oriol valoró positivamente el Estudio Marco realizado en octubre por el director de Unesa para presentar el Plan Global a la Administración (sobre los temas que preocupaban a las empresas —especialmente la situación deficitaria de Fecsa, Hidruña y Unión— y ciertas bases para su solución definitiva¹³⁹), aunque destacó que era insuficiente para conocer exactamente la situación económica del sector¹⁴⁰.

Cerrado el tema de los intercambios, a finales de enero de 1987, Oriol comentó en la Comisión ejecutiva que quedaba pendiente el desarrollo de un Plan Global que reestableciera la confianza en el sector y su desarrollo futuro.

La voluntad del regulador resultaba favorable a buscar este tipo de soluciones cooperativas, en buena medida por su propia debilidad a la hora de hacer un diagnóstico exhaustivo previo a toda decisión global sobre el sector¹⁴¹. De ahí, precisamente, que su propuesta fuera la formación de una comisión tripartita (Administración, empresas y auditores consultores) para este cometido, sobre todo cuando se reconocía haber perdido tres años en el saneamiento o en adquirir la competitividad necesaria para hacer

frente al Mercado Común (1992), teniendo presente, además, que la situación de Fecsa podía afectar negativamente a la recuperación de todo el sector.

A principios de marzo en Unesa se comentó el Acuerdo marco de futuro entregado por el secretario general de Energía sobre el nuevo sistema tarifario, que tenía por objetivo permitir una recuperación y remuneración del valor de las inversiones a lo largo de la vida útil de los activos, compatible con una estabilidad de la tarifa media anual.

El director gerente de Hidrola (delegado de la firma en Unesa desde que Oriol fue nombrado presidente de Unesa) defendió, frente a las distintas posturas existentes en Unesa¹⁴², la conveniencia de una postura única¹⁴³ y flexible, capaz de anticiparse a las propuestas de la Administración, con la intención de fortalecer su posición negociadora.

Entre finales de marzo y septiembre se produjeron múltiples reuniones de la comisión creada en Unesa para estudiar el nuevo marco tarifario, especialmente dirigidas a homogeneizar los valores contables (3,6 billones en valores contables, que homogeneizados se quedaban en 3,4¹⁴⁴) y fijar la fórmula de remuneración. Aunque al principio existían dos posturas encontradas, la de Hidrola y otras compañías, que deseaban fijar un sistema que diera prioridad a la remuneración de los activos actuales, y la de Iberduero, que pretendía recuperar a través de la tarifa, también, los activos históricos, el 4 de agosto se llegó a un acuerdo (salvo Viesgo) en la siguiente fórmula: mantener los estándares cuando éstos fueran superiores a libros o valores homogeneizados y, si aquellos eran menores, considerar los homogeneizados¹⁴⁵.

A principios de septiembre, dado que no hubo acercamiento sobre la valoración de activos de generación con la Administración¹⁴⁶, la comisión inició una segunda fase: valoración de activos de distribución y gastos de distribución y estructura de las empresas, a la par que estudiaba posibles repartos¹⁴⁷. Pero un mes más tarde, la Administración y Unesa redactaron una nota conjunta que fijaba definitivamente los valores de los activos de producción y distribución: «el escalón fundamental en el diseño del nuevo “marco legal estable”»¹⁴⁸.

Oriol valoró el acuerdo global de manera muy positiva¹⁴⁹ e indicó a su Comisión ejecutiva que era muy favorable a Hidrola porque premiaba las instalaciones construidas con posterioridad a 1984, mejorando, por tanto, los estándares de CEL, Cofrentes y Ascó II. De hecho, la propia Administración reconocía haber situado los estándares de Hidrola e Hidruña por encima de los valores contables (183.000 millones y 13.000 millones, respectivamente), lo cual le iba a permitir diferir menos, amortizar antes y establecer una política diversificada en materia de remuneración.

A pesar de ello y de manifestar la necesidad de seguir colaborando con la Administración en su desarrollo¹⁵⁰, Oriol calificó el documento aprobado por el Gobierno como intervencionista. Por su parte, Celedonio-José de Isusi, director gerente de la compañía, añadió que la excesiva discrecionalidad administrativa del decreto (11-12-1987) residía en

el establecimiento de una tarifa global, que posteriormente se distribuiría entre las empresas a través de compensaciones, pero una vez aclarada la situación de Endesa.

El doble lenguaje existente en algunas ocasiones tiene una explicación sencilla. Más allá de que coyunturalmente la nueva reglamentación administrativa fuera positiva o negativa para los intereses de Hidrola (o de Unesa), lo que parecía mostrarse como la mejor estrategia para modular la regulación era colaborar con la Administración en su elaboración y desarrollo¹⁵¹.

Para cerrar el conjunto de disposiciones relativas al MLE, la Dirección General de la Energía dictó el 12 de abril de 1988 la metodología para la aplicación del sistema de compensaciones. Ésta recogía, entre otros temas, la regulación sobre los incentivos de la gestión que permitía a las compañías diversificar sus resultados en función de los diferimientos, bien mediante un aumento del dividendo, reservas o, si el ajuste era acertado, dejándolo tal cual, al mismo tiempo que, al favorecer a unas empresas frente a otras (por ejemplo Unión), el regulador colocaba, según Oriol, «en situación de plena viabilidad a todas las Sociedades del Sector, espíritu del Marco Estable»¹⁵².

A mediados de diciembre de 1988, Isusi apreció que la Administración estuviera a punto de culminar la definición del MLE, concretando el asunto de las desviaciones, la tasa de remuneración y los estándares de distribución¹⁵³, sobre todo porque estos últimos se habían valorado en el caso de Hidrola por encima de su valor contable (18%)¹⁵⁴. De este modo, si su participación relativa en el sistema de distribución español era del 19,1% se le atribuyó una participación en los estándares de distribución del 20,15%.

Pese a lo dicho, la puesta en práctica del MLE hizo que relativamente pronto los directivos de la sociedad desconfiaran de su bondad a la hora de resolver los problemas del sector¹⁵⁵. Entre otros, se puede destacar que el MLE no contemplaba las desviaciones relacionadas con la falta de hidraulicidad o la tasa de interés, que posteriormente se intentó corregir mediante la periodización de la tarifa; que la modificación de los estándares de Fecsa fue en detrimento del resto de las compañías; o que las nuevas construcciones fueran discriminadas en las últimas valoraciones.

En suma, para Hidrola el perjuicio de la aplicación del MLE hasta 1990 se estimó en 20.000 millones, teniendo una gestión normal (un coste medio de financiación de los mejores del sector y gastos de personal homogéneos a otras firmas) que, como se ha visto en otro apartado de este trabajo, se intentó suplir mediante los beneficios atípicos.

4.3.2 La competencia de un operador privilegiado: Endesa
La paulatina situación de privilegio de Endesa, que se confirmó de manera clara toda vez que el regulador condicionó la aprobación de los intercambios de activos a la renovación de su contrato con el Grupo de empresas, provocó la creciente indignación del sector y, especialmente, de Hidrola.

Una prueba fehaciente de esta realidad se manifestó con la aprobación de la Orden Ministerial del 13 de febrero de 1987 sobre Compensaciones. Según Isusi, esta normativa, al romper el sistema de costes estándar vigente entre empresas y consagrar un sistema de costes reales para Endesa, aparte de su efecto discriminatorio, trasladaba la cobertura previa del déficit de ERZ y ENHER (ligada a Endesa desde el intercambio de activos) de nuevo al sector privado; lo que le suponía a éste un coste añadido de 10.000 millones anuales¹⁵⁶. Al parecer, Endesa deseaba que sus filiales, por vía de compensaciones, recuperaran el dinero correspondiente a la energía deducida del contrato¹⁵⁷.

Aunque la Administración y Endesa se manifestaron inicialmente favorables a rectificar esta situación¹⁵⁸, a mediados de abril, la Federación Empresarial de la Industria Eléctrica (FEIE) decidió interponer un recurso contencioso contra la citada Orden Ministerial. Según el presidente de Hidrola, la situación se había convertido en «inaceptable, puesto que de una arbitraje reducido a la determinación de aquel déficit se ha[bía] pasado a la exigencia de ENDESA de concretar y predeterminar una serie de circunstancias [algunas, por ejemplo, vinculadas indirectamente al Plan de viabilidad de Fecsa¹⁵⁹] que altera(n)[ban] sustancialmente el contrato vigente»¹⁶⁰.

A pesar de ello, a finales de julio, el Grupo se planteó dirimir por arbitrio las cuestiones pendientes y simultáneamente negociar un nuevo contrato. Mientras tanto, como medida de presión, decidieron no finiquitar el citado déficit sobre la energía sustituida retenida por las empresas, justo la postura contraria que mantenía Endesa: recibir las cantidades pendientes y después negociar.

El 12 de agosto Oriol señaló a la Comisión ejecutiva que era imprescindible aclarar el contrato de Endesa para llegar a un acuerdo, «pues no puede haber “marco estable” sin arreglo previo de este tema»¹⁶¹. En este sentido, las eléctricas consiguieron que el presidente de Endesa admitiera la revisión del contrato para comienzos de 1988, adaptado a la nueva situación resultante del sistema de compensaciones en elaboración, pero una vez fijadas las respectivas posiciones respecto al vigente. Endesa consideraba que era necesario admitir el arbitraje de la presidenta de RE para determinar el déficit relacionado con sus filiales, así como no discutir sobre las sustituciones que debían ser pagadas¹⁶².

Bajo estos presupuestos, los expertos redactaron un nuevo contrato —documento de compromiso— en sustitución del antiguo, conforme al MLE, donde se fijaba el tratamiento que iba a tener la energía sustituida a partir de julio de 1987, dejando pendientes de discusión las anteriores a esta fecha, así como la determinación del déficit y el pago a Viesgo para el último momento de la negociación¹⁶³.

De este modo, a principios de septiembre, Oriol, en nombre del Grupo, negoció ambos temas. Endesa pidió la resolución de los asuntos pendientes citados, así como un período transitorio de cinco años para acoplar su situación contractual al nuevo sistema, de tal manera que su menor precio e ingresos no repercutieran súbitamente en un solo ejercicio.

Un mes después, tras la congelación de las conversaciones, se reunió con Fuster, presidente de Endesa, para determinar el finiquito y *renegociar* el contrato de acuerdo al MLE.

Finalmente se impuso la idea de «adaptación» y se dejó de lado una vez más el deseo de las empresas privadas de «nuevo contrato». Claro está que, aunque el regulador señaló su deseo de no intervenir en las negociaciones de no aceptarse la prima adicional convenida entre las partes, el Ministerio amenazó con elevar los estándares de Endesa, algo que según Oriol provocaba «una distorsión del Sistema, no ya coyuntural sino permanente, con consecuencias negativas evidentes»¹⁶⁴.

Pero sin duda el paso más decidido del regulador respecto al contrato de Endesa vino con la entrada en vigor del MLE (11 de diciembre), puesto que, como reconocen Ariño y Castro, la Administración establece la regulación jurídico-pública de esta compañía en el conjunto del sistema asignando su energía a las empresas distribuidoras y compensándola por ello¹⁶⁵.

En definitiva, como ya adelantó Isusi, con la aprobación del MLE se consagraba la situación privilegiada de Endesa¹⁶⁶ y ésta pasaba a ser una externalidad más del MLE. Aprobado éste, el 10 de febrero de 1988, el Grupo de empresas (salvo Viesgo) zanjó los contentiosos y decidió liquidar las deudas con Endesa (54.000 millones)¹⁶⁷.

Quedaron, no obstante, dos temas pendientes: de un lado, una reclamación de Unión, que se resolvió después de diversas negociaciones, y, de otra parte, la solución del caso Viesgo, en el que todas las demás compañías (incluidas las públicas, salvo Endesa) firmaron un escrito de reclamación sobre la energía sustitutiva no comprada por ellas a Endesa en el último período de vigencia del contrato, y pagada solidariamente por éstas a aquella.

Casi un año más tarde, Oriol explicó a su Comisión ejecutiva que el nuevo expediente de tarifas cumplía con el MLE desde el punto de vista agregado del sector, al tener en cuenta la inflación y la corrección de desviaciones, pero no considerando a las compañías individualmente porque existía «un trato diferencial» a favor de Endesa, al concederle una tarifa relativamente elevada para una firma de generación. Por ello apuntó que quedaba pendiente «la forma de detracer para el Sector Privado esa parte de ENDESA que (es) [era] cuestión básica para conseguir plenamente el saneamiento definitivo de las Compañías privadas»¹⁶⁸.

En este estado de la situación, Hidrola era favorable a plantear francamente al regulador la importancia del tema de Endesa como un componente del coste de generación del sector privado, para su tratamiento adecuado dentro del MLE¹⁶⁹. Si no lo explicitó oficialmente antes fue porque la tramitación del expediente de tarifas de 1989 no lo hacía recomendable.

Este cambio de actitud se explica por la concurrencia de dos circunstancias: a) la puesta en marcha del MLE verificaba el privilegio de Endesa¹⁷⁰, que le había llevado a

representar el 30% de la producción eléctrica española (23% de la potencia instalada) y 14% de su distribución; y b) los estudios de Hidrola e Iberduero mostraban, por un lado, que el endeudamiento del sector privado se reduciría muy poco en el futuro próximo y, por otro, el difícil encaje de Endesa en el nuevo ámbito comunitario, puesto que su irregular situación contravenía la libre competencia.

Oriol, como presidente de Unesa, manifestó al ministro de Industria el descontento del sector. Claudio Aranzadi, por su parte, insistió en la necesidad de mantener el MLE, dado que las «externalidades» podían manejarse por el Ministerio por orden o resolución, lo cual no quería decir que viera mal cualquier planteamiento del conjunto sectorial, siempre que no se distinguiera entre compañías públicas y privadas.

Tal vez por ello Unesa realizó un estudio económico y otro legal acerca de las externalidades, a la luz de la legislación española y comunitaria, sobre la situación general y particular del sector¹⁷¹ y los consejeros de Hidrola, dada la importancia política del momento y el interés de mantener una actitud única ante la Administración, discutieron acerca de plantear la tarifa de coste real, conocido el esfuerzo inversor del futuro PEN.

El estudio presentado por Rivero, director de Unesa, a finales de junio a los presidentes de las eléctricas confirmaba, según Oriol, que la reducción de la deuda en el conjunto del sector tenía lugar prácticamente sólo en Endesa¹⁷². Por lo que se refiere a Hidrola, su rentabilidad descendía del 12-13% al 3% (frente al 30% de Endesa y 20% de otras firmas), dado que se aplicaron los diferimientos legalmente establecidos (al parecer algunas firmas diferían y activaban más de la cuenta) y que se contaba con una elevada inversión en Hidruña (61.000 millones) sin rentabilidad. Según el presidente había que encontrar una solución de futuro a una situación que mostraba que «ENDESA se sal(e)[ía] del marco y que las Compensaciones gravita(n)[ban] sobre Hidroeléctrica Española e Iberduero»¹⁷³.

A mediados de agosto, el tema de Endesa se expuso tanto ante el regulador, así como a la opinión pública a través de los medios de comunicación¹⁷⁴.

4.3.3 La reordenación del sector

La situación privilegiada de Endesa, en un contexto de débil recuperación del endeudamiento, el próximo ciclo inversor ligado al futuro PEN y el nuevo marco institucional comunitario, fueron algunos de los elementos que alimentaron los rumores sobre la modificación del mapa eléctrico español. Además, desde al menos abril de 1989, se venían produciendo especulaciones sobre la toma de posiciones de determinadas entidades financieras, incentivadas por los cambios en la correlación de fuerzas que estaban produciendo las fusiones bancarias. Hidrola, ante posibles maniobras financieras hostiles, respondió aumentando su autocartera¹⁷⁵ y, como hicieron otras eléctricas, modificando sus estatutos para fortalecer las facultades de su Consejo de Administración.

Pero el motivo fundamental que desencadenó la tensión en el mercado eléctrico fue la adquisición, en julio, del 9,8% de Sevillana por Endesa y las dudas de que ésta hubiera hecho lo propio —de manera indirecta— con Hidrola o Iberduero. Se entendió que Endesa había violado un acuerdo tácito, aunque algunos teorizaban con que la cúpula del BBV estaba avisada de la operación.

A principios de septiembre, el ministro de Industria le comentó a Oriol, a raíz de los movimientos de Endesa y de su demostrada fortaleza económica, los puntos de vista de la Administración en cuanto a participación extranjera en las compañías eléctricas y cualesquiera otras operaciones en las que no predominara un afán de mayor eficiencia y racionalidad para la ordenación del sector. Fue entonces cuando en Hidrola examinó las posibilidades de una reordenación del mapa eléctrico español, por cierto, muy glosado ya por los medios de comunicación.

Todos coincidían en que se iba a dar un proceso de reorganización interna que desembocaría en fusiones, porque el regulador así lo entendía (el nuevo PEN previsto para la segunda mitad de 1990 requería nuevas inversiones) y, además, porque lo exigían los desequilibrios estructurales del sector y la racionalización de algunos mercados. De hecho, ya se barajaban dos modelos, uno llamado de dos patas (en torno a Iberduero-Hidrola-Sevillana y Endesa-Unión-Fecsa) y otro de tres (Iberduero, Hidrola y Endesa, con la posibilidad de absorber a las pequeñas). Incluso, el Secretario General de la Energía, Pérez Pita, en una charla en Euroforum sobre «El mercado energético ante el reto del 93», justificó la posición de Endesa en Sevillana para no quedarse descolgada de una posible reorganización interna preparada al margen del regulador, que le obligaba a optar por el modelo menos apetecido. Algunos expertos sugerían que la decisión final iba a corresponder a los *bancos eléctricos* tras las elecciones, justo lo que otros denunciaban, pues debían primar las soluciones industriales y no las financieras¹⁷⁶.

Frente a estos modelos, sin embargo, aparecieron rumores de fusión entre Iberduero y Española, apoyados en el fuerte movimiento bursátil en torno a las dos sociedades. Mientras los responsables del BBV decían que este tipo de decisiones dependía de los Consejos de las eléctricas, los de Banesto que no harían ningún movimiento sin el visto bueno de la Administración.

La postura de Hidrola, a mediados de octubre, fue analizar la reordenación del mapa eléctrico buscando una fórmula que beneficiara a la empresa y al sector, sin atacar al principal causante de la situación, Endesa, teniendo en cuenta todas las alternativas posibles (socios de parecidas condiciones) y el parecer de las instituciones financieras y accionistas de referencia.

Ante la consideración del consejero Garnica de que no sólo con la fusión se arreglaban las situaciones, Oriol señaló que la posición en aquellos momentos era «tratar de alterar sustancialmente las cosas por no ser tolerable la situación de ENDESA».

Las proyecciones económicas elaboradas por el sector y el Dictamen jurídico solicitado por Unesa sobre las condiciones legales de la eléctrica pública en el ámbito europeo, así lo ratificaban¹⁷⁷.

A mediados de noviembre algunas entidades financieras adquirieron participaciones eléctricas; el Central, para mantener el equilibrio tradicional con los bancos vascos (ahora BBV), en Iberduero y el Hispano, adquiriendo el 0,6% de Sevillana, para reducir diferencias con otras entidades que habían roto el *status quo* vigente hasta entonces.

En enero de 1990, la Administración presentó las líneas maestras de la reordenación prevista, que se explicitaron públicamente por parte de Aranzadi en el Seminario de la Universidad Internacional Menéndez Pelayo celebrado en julio sobre «El sector eléctrico español en Europa de 1993». Reordenación que iba a dar lugar a un nuevo mapa eléctrico, que debía consensuarse con las empresas en el último trimestre del año, afectando fundamentalmente a la generación y no a la distribución (salvo en Cataluña)¹⁷⁸.

A partir de entonces, la actividad de los directivos de Hidrola se dirigió a buscar un acuerdo previo con Iberduero y Endesa, pero siempre teniendo claro que la reordenación sectorial tenía que ir inexorablemente unida al saneamiento financiero del sector (por ejemplo la resolución del tema de la Moratoria Nuclear —Iberduero— o de la tasa de retribución de las últimas construcciones —Hidrola—).

Finalmente, las tres compañías hicieron un Documento de Bases, que entregaron al Miner, sobre el conjunto de problemas del sector cuya primera aplicación era racionalizar el mercado catalán mediante la constitución de un *holding* entre Endesa (50%), Iberduero (25%) e Hidrola (25%), integrando los activos de Enher, Fecsa e Hidruña. Hidrola estaba dispuesta incluso a ir sola a la solución catalana, siempre que el regulador diera las suficientes garantías de futuro para el normal desarrollo del sector, empezando por corregir el trato privilegiado de Endesa y terminando con una redistribución de la tarifa que permitiera, sin compensaciones, el definitivo equilibrio sectorial.

A finales de octubre, la propuesta del Ministerio de Industria y Energía sobre la reordenación, consistente en el establecimiento de dos o tres compañías productoras, manteniendo los flujos de Endesa y segregando la producción nuclear (a través de una sociedad de gestión), funcionalmente separadas de las hasta entonces distribuidoras, más Endesa, se alejaron del citado Documento de Bases. Por lo pronto, Fecsa se opuso a su nuevo papel de mera distribuidora, Endesa había cambiado su posición inicial de homogeneizar su situación con el resto de las eléctricas, por otra limitada al tema de Cataluña, e Hidrola e Iberduero defendían el mantenimiento de la integración vertical del sector y una concentración en generación derivada de la propia ejecución del PEN.

Además, como Oriol expresó en la reunión de presidentes de eléctricas el 14 de noviembre, la propuesta del Miner resultaba ineficaz porque no hacía referencia a esta necesidad del reequilibrio previo (espíritu del MLE), habida cuenta de que el sistema

de compensaciones perjudicaba claramente a Iberduero e Hidrola frente a Unión e Hidrocantábrico, y el trato privilegiado de Endesa a todas. Por ello presentó al resto de las compañías una nota sobre la oportunidad de iniciar un estudio sobre el modelo posible de reordenación, en el que ya venía trabajando con Iberduero, que acometiera el reequilibrio del sector, resolviera la moratoria nuclear y reordenara posteriormente, nunca antes, su aspecto industrial.

Al final, en la reunión de Unesa del 19 de diciembre, preparatoria de un documento-nota consensuado dirigido al Ministerio, se manifestaron tres propuestas: a) Iberduero y Española, b) Unión y Fecsa, y c) Sevillana. Endesa, Hidrocantábrico y Viesgo, por diferentes motivos, no definieron sus posiciones. Todas estaban de acuerdo en el *holding* nuclear, pero no en el resto de las propuestas de Miner.

Se abrió un período de reflexión que, en caso de no diera resultados, como en otras ocasiones, supondría la intervención y aplicación del criterio del regulador. Hidrola e Iberduero consensuaron un documento, «Propuesta conjunta de Hidroeléctrica Española e Iberduero para la reordenación del sector eléctrico», que fue firmado por sus presidentes el 2 de enero de 1991 y, posteriormente, remitido a Unesa y al ministro de Industria.

En síntesis, esta propuesta analizaba el problema, planteaba unos objetivos y, como consecuencia de lo anterior, definía el modelo sectorial, en el que se precisaban seis temas: a) el mantenimiento de la estructura vertical de las empresas, respondiendo las nuevas inversiones fundamentalmente a criterios financieros y de eficiencia, en vez de a las exigencias de cada mercado; b) un sistema tarifario que garantizara el homogéneo tratamiento económico de las compañías, asegurara la recuperación de las inversiones inmovilizadas en la moratoria nuclear y parcialmente la autofinanciación de nuevas inversiones; c) la unificación en la gestión del equipo nuclear; d) los intercambios de activos que condujeran a la adecuada viabilidad financiera de las sociedades; e) la constitución de un *holding* catalán; y, por último, f) la adecuación de RE a lo que establecieran las nuevas directrices comunitarias.

El modelo, concluía la propuesta, se definía como flexible ante cualquier otro que se impusiera como predominante en la Comunidad Europea¹⁷⁹ y, por tanto, adaptable sin necesidad de un cambio estructural traumático¹⁸⁰, pero siempre como consecuencia del necesario equilibrio económico-financiero.

Habida cuenta de que los proyectos empresariales eran diferentes, se sucedieron en enero y febrero múltiples reuniones en Unesa tendentes a alcanzar un acuerdo de mínimos respecto al citado de Iberduero-Hidrola. De hecho, el 14 de febrero los presidentes de Iberduero, Sevillana, Unión e Hidrola firmaron una propuesta conjunta de reordenación, a la que posteriormente se adhirió Hidrocantábrico, que fue remitida a través de Unesa al ministro de Industria. En reuniones con el ministro ambas sociedades, por otra parte, constataron sus diferencias respecto a la estructura vertical u horizontal del sector¹⁸¹,

el papel de Endesa y, en definitiva, el concepto de explotación unificada¹⁸², todo ello mientras se rumoreaba sobre la absorción de Fecsa por Endesa y la formación de un *holding* catalán, desmentida poco después¹⁸³, así como acerca de la intención del BBV de promover la creación de una gran empresa eléctrica en torno a Iberduero e Hidrola, dejando que Endesa controlara Sevillana¹⁸⁴.

Al parecer, la Administración, deseaba potenciar tres *holdings* de generación, separados de la distribución y en torno a Endesa, que tuvieran un *mix* de energía semejante con el fin de alcanzar un precio medio equivalente, tras nuevos intercambios de activos.

Según Oriol, como en definitiva de lo que se trataba era de «buscar una situación a ENDESA en el mapa eléctrico nacional», frente a la idea de convertirla en una compañía de ciclo completo, se decantaba por asegurarle la colocación de su energía y resolver simultáneamente los dos puntos deficitarios del mapa eléctrico español, esto es, Cataluña y Andalucía. En la primera zona se constituiría un *holding* entre Endesa (50%), Iberduero (25%) e Hidrola (25%), con Fecsa, Hidruña y Enher, y en la segunda otro, mediante una participación equitativa de las mismas empresas en Sevillana (10% cada una), asegurándose el abastecimiento de energía en ambos mercados mediante un contrato a largo plazo con Endesa.

Aunque el 6 de marzo los presidentes de Endesa y Fecsa coincidieron en la constitución de los *holdings* mencionados, el Ministerio de Industria rechazó la propuesta firmada por las cinco compañías, según Oriol, porque en el fondo Endesa no estaba dispuesta a renunciar a su situación particular y adaptarse al marco general de la CEE, tal y como mostraba el expediente abierto a RE y Endesa por la Dirección General IV de Bruselas (Competencia).

La situación se aclaró realmente cuando Endesa se hizo con Viesgo, merced a la OPA anunciada el 22 de marzo de acuerdo con su principal accionista, el Banco de Santander, y, poco después, tras la compra a este mismo banco del 2,05% de Fecsa y el 1,5% de Unión, se convertía en el mayor accionista de ambas compañías (15% y 8,2%, respectivamente)¹⁸⁵.

Fue entonces cuando Hidrola se planteó sacar adelante el «Proyecto industrial y empresarial internacional autónomo», en el que venían ocupándose tiempo atrás, de acuerdo con Iberduero y las instituciones financieras de referencia (BBV y Banesto en Hidrola y BBV en Iberduero). El proyecto fue presentado el día 20 al ministro de Economía y Hacienda y un día después al ministro de Industria y Energía.

La integración plena de ambas firmas se planteó, así pues, como un paso previo a la reordenación sectorial que, posteriormente, debería negociarse con el regulador. Esta operación, según comentó el presidente de Hidrola a su Comisión ejecutiva, estaba de acuerdo con los criterios de la Administración, al favorecer la concentración en generación y posibilitar la existencia de un conjunto de sociedades distribuidoras

que se alimentarían de su energía (un *mix* de producción equivalente). Y al mismo tiempo ofrecía una solución «vertical» al tema de Endesa, mediante la cesión de mercados por parte de las eléctricas privadas, dado que la Administración deseaba que RE se ocupara de la ordenación funcional de la generación, en definitiva, del pleno dominio sobre el sector en el ámbito nacional e internacional. Con todo, no respetaba el modelo horizontal deseado por el regulador, al mantener la integración de generación y distribución.

El 30 de abril de 1991, en reuniones extraordinarias, ambas firmas ratificaban el «Protocolo de Acuerdo de los Consejos de Administración de Hidroeléctrica Española e Iberduero» para iniciar un proceso de integración pleno¹⁸⁶.

El 31 de mayo de 1991, el Consejo de Iberduero acordó la formulación de una OPA sobre la totalidad de las acciones y obligaciones y bonos convertibles de Hidrola. La operación se realizó a través del canje de cuatro acciones nuevas de Iberduero (tras ampliar el capital en 411 millones de acciones) más 250 pesetas por cada cinco acciones de Hidrola.

Como consecuencia de dicha OPA, Iberduero adquirió 367.734.932 acciones de Hidrola, representativas del 88% del capital social de esta sociedad, entregando a cambio de las mismas 294.136.856 acciones de Iberduero, emitidas a 689 pesetas por acción y un pago en efectivo de 18.422 millones de pesetas¹⁸⁷.

El 25 de junio de 1991 las juntas generales de las dos compañías ratificaron los acuerdos citados. De este modo, se creó una nueva sociedad, HI Holding, para realizar la integración definitiva de Iberduero (que pasó a denominarse Iberdrola I) e Hidrola (que hizo lo propio bajo Iberdrola II). La presidencia honorífica recayó en Manuel Gómez de Pablos (ID), la ejecutiva en Iñigo Oriol e Ybarra (HE), el consejero delegado en José Antonio Garrido (ID), las tres vicepresidencias en Mario Conde (Banesto), José Javier Gurrpide (BBV) y Víctor Urrutia (BBV), y el Comité ejecutivo en José Antonio Garrido y José Luis Antoñanzas (ID), Iñigo Oriol, José Isusi e Ignacio Pinedo (HE), José Javier Gurrpide, Ángel Galíndez y José Rosón (BBV), Mario Conde (Banesto), Epifanio Ridruejo (BC), y Claudio Boada (BH).

El Holding creado tenía una capacidad de compra anual de 100.000 millones, una facturación de 650.000 millones y 6 millones de clientes. El 80% de la producción del grupo se generaba con recursos hidráulicos y nucleares, lo que permitía, según Garrido, mantener costes variables bajos, responder favorablemente a hipotéticas crisis energéticas y reducir la tarifa eléctrica en términos reales¹⁸⁸.

El 1 de noviembre de 1992, la Junta General Extraordinaria de Accionistas de Iberdrola I acordó la fusión por absorción de Iberdrola II, Compañía Eléctrica de Logroño, Electra de Logroño, Vitoriana de Electricidad, Fuerzas Eléctricas de Navarra, Compañía Eléctrica del Urumea, Centrales Térmicas del Norte de España y Edificaciones Iberoamericana. Esta fusión fue registrada el 31 de diciembre de 1992.

El 28 de mayo y el 10 de junio de 1994 las Juntas Generales de Accionistas de Iberdrola e Hidroeléctrica de Cataluña, respectivamente, aprobaron su fusión mediante la incorporación en Iberdrola de todos los activos, pasivos y operaciones de Hidruña.

En cumplimiento de la Ley 54/1997 del sector eléctrico, Iberdrola adaptó su Grupo de sociedades bajo criterios de unidad de gestión, en el marco de una filosofía de prestación de multiservicios⁸⁹. De este modo, consideró la creación de tres nuevas sociedades filiales participadas al 100%, bajo la denominación de Iberdrola Distribución, Iberdrola Generación e Iberdrola Redes⁹⁰. Con el fin de simplificar la gestión y aprovechar las sinergias en las actividades, en una fase posterior Iberdrola Distribución quedó integrada en Iberdrola Redes en calidad de filial de esta última.

La sociedad matriz Iberdrola ejercía el control unitario y corporativo del Grupo, reservándose el desarrollo directo de las actividades que en cada caso estimara oportunas y, en particular, en el ámbito eléctrico la comercialización de energía eléctrica.

La separación jurídica de actividades, bajo el principio de libre iniciativa empresarial, se realizó bajo fórmula mercantil de la aportación no dineraria de rama de actividad, por su neutralidad fiscal y otras consideraciones legales que evitaran efectos disgregadores en el Grupo. Las sociedades filiales recibieron los activos y pasivos correspondientes, mientras que la matriz fue receptora de las nuevas acciones emitidas. Posteriormente, a la estructura del Grupo Iberdrola se sumaron Iberdrola Energía, Iberdrola Diversificación, Iberdrola Ingeniería y Consultoría, Iberdrola Energías Renovables e Iberdrola Sistemas. A raíz de la Segregación jurídica, Iberdrola S.A. tiene derecho a cobrar los CTCs⁹¹.

Notas

1 *Memorias de la Junta General de Accionistas de Hidroeléctrica Española* (varios años) y *Memorias Técnicas de Hidroeléctrica Española*.

2 Salvo que se diga lo contrario solamente figura entre paréntesis la potencia perteneciente a Hidro-la.

3 Con anterioridad, la titularidad de esta central fue compartida por Hidrola, Sevillana y Unión Eléctrica a partes iguales.

4 Esta operación se llevó a cabo entre los días 7 de diciembre de 1984 y 7 de enero de 1985, acudiendo a la misma el 80% del capital social de Hidruña.

5 El resto pertenecía a Endesa. La central tenía 982,8 MW.

6 Ingenieros Agrupados estaba conformada por Gibbs & Hill Española S.A. (GHESA; 1963), Estudios y Proyectos Técnicos Industriales S.A., (Eptisa; 1956) y Técnicas Reunidas (ET; 1966). La primera firma tenía como principales accionistas a Gibbs & Hill, Hidrola, Banesto y Langreo.

7 La característica de las centrales «llave en mano» residía fundamentalmente en que la tecnología y el montaje correspondía a las empresas extranjeras, Pinedo (1995), pp. 192-193.

8 Hubo intensas negociaciones para obtener la autorización provisional de aprovisionamiento de Almaraz. La autorización para la carga del combustible determinó, por ejemplo, presiones por

- las fuerzas sociales de la provincia de Cáceres, presiones que giraban, en definitiva, en torno a la aprobación de la Ley de Cánón sobre la producción de electricidad, que iba a suponer una cantidad importante para la provincia de Cáceres.
- 9 Westinghouse tuvo que reparar todas aquellas centrales instaladas en el mundo de las mismas características. En España existían seis, tres de ellas en construcción: Almaraz, Ascó y Lemóniz.
 - 10 Se produjo el 28 de marzo de 1979 en Harrisburg (Pennsylvania). De todos modos, las noticias sobre los problemas graves en las centrales nucleares norteamericanas se pueden encontrar con anterioridad. Véanse los documentados artículos de Allende (1975a), pp. 45-55, y Allende (1975b), pp. 56-71.
 - 11 Esta firma fue creada en el año 1964, con el nombre de EDES, centrada en acometer estudios y proyectos técnicos de infraestructura y en 1976 se fusionó con otras dos compañías, también estatales, una de ellas dedicada a la ingeniería de plantas energéticas, Auxini, Ingeniería Española, S.A. (Auxiesa), y la otra, de plantas de proceso y transporte de gas y petróleo, denominada Ingeniería de Plantas Químicas e Industriales (IPQ) modificándose la denominación de EDES por la de Initec.
 - 12 Las dos primeras recibieron dos créditos concedidos del Banco de Crédito Industrial de 790 y 1.459 millones, respectivamente (40% del valor a un interés del 7%). Esta inversión se consideró muy interesante, dado que se estimó que el coste medio de producción se situaba entre 1,6 y 1,8 ptas/kWh, semejante al precio vigente del contrato de adquisición de energía de Endesa.
 - 13 RD 1217/1981 (menores de 5 MWA) y RD 1544/1982 (las mayores de 5 MWA), de acuerdo con la L 82/1980 de Conservación de la Energía.
 - 14 Sobre el esfuerzo humano y técnico realizado por la empresa en la construcción del embalse, que se realizó dentro de los plazos previstos, véase Chappa (2002), pp. 108-120.
 - 15 *Actas del Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española* (en adelante, ACAHE), 26-5-1976, p. 175.
 - 16 *Memoria de la Junta General de Accionistas de 4 de junio de 1990 (Año económico 1989)*, p. 64.
 - 17 Su primera misión fue cubrir la menor producción de la importante central de Alcántara durante 1975 y 1976, como consecuencia del cierre del río Cedillo, necesaria para la construcción de la central del mismo nombre.
 - 18 Según Hidrola en mayo de 1986 el coste medio de producción para las centrales térmicas de carbón era 3,6 ptas/kWh frente a 3,8 de las centrales de *fuel-oil*. De todos modos, lo cierto es que el coste de generación (inversión, combustible y operación y mantenimiento), o el coste variable casi siempre fueron en contra de esta ventaja comparativa y cuando no lo fue la restricción social que supuso el mantenimiento del empleo en la minería del carbón hizo el resto. Véase, entre otros, los datos aportados por Iranzo (1984), p. 284 y las reflexiones de Fabra (1986), pp. 67 y 71.
 - 19 Baranda (1988), pp. 131-146.
 - 20 *Memoria de la Junta General de Accionistas de 26 de mayo de 1981 (1980)*, pp. 10-11.
 - 21 Estas órdenes se establecieron de acuerdo a los costes variables y atendiendo al origen del combustible, español o extranjero.
 - 22 *Actas de la Comisión Ejecutiva de Hidroeléctrica Española*, (en adelante, ACEHE), 21-5-1980, pp. 5-6.
 - 23 *Memoria de la Junta General de Accionistas de 28 de mayo de 1985 (1984)*, p. 3.
 - 24 *Memoria de la Junta General de Accionistas de 24 de junio de 1991 (1990)*, p. 4.
 - 25 Dentro de la región eléctrica de Centro Levante no distribuyó ni en Segovia ni en Ávila, monopolios de Unión e Iberduero, respectivamente.
 - 26 Distribución espacial del consumo.

| | 1973 | 1978 | 1983 | 1988 | 1990* |
|----------------------------|------|------|------|------|-------|
| Hidrola | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Centro | 33,6 | 31,4 | 30,1 | 31,1 | 36,4 |
| Levante-Norte ¹ | 35,7 | 37,9 | 38,3 | 36,4 | 51,7 |
| Levante-Sur | 30,6 | 30,7 | 31,6 | 32,4 | 11,9 |

* Cambiaron las áreas de distribución.

- 27 Acerca del consumo de energía para usos industriales como un indicador de coyuntura, véase Molina y Sanz (1985).
- 28 Berges y Valero (1991), p. 267, califica, en el período 1984-1989, la viabilidad financiera del sector como precaria en función de la evolución de la relación existente entre ingresos y costos.
- 29 Esta posibilidad ya fue recogida por el nuevo sistema integrado de facturación de energía eléctrica establecido en mayo de 1973. Por su parte,

Mestre (1975), pp. 68-77, establece una visión contextualizada de la introducción del sistema integrado de facturación de energía eléctrica, poco después de establecerse el nuevo sistema.

- 30 Arocena y Rodríguez Romero (1996) demuestran, por ejemplo, que el nuevo marco regulatorio —a través de precios máximos— incentivó la eficiencia productiva, sobre todo porque las ganancias de las mismas fueron a parar a las empresas y no a los consumidores, p. 4.

- 31 ACAHE, 29-1-1975, p. 131.

Según Reinoso (1988), p. 50, la disminución de las amortizaciones fue una consecuencia de la reducción de los ingresos reales de las empresas, fruto de políticas económicas que limitaron el aumento tarifario para controlar la inflación tras la crisis del petróleo. La peor consecuencia de esta reducción de ingresos fue, no obstante, la limitación de la capacidad de autofinanciación en pleno esfuerzo de diversificación productiva.

- 32 Las periodizaciones propias del sector eléctrico se fijaron de acuerdo con el nuevo sistema de tarifas establecido por el MLE, que contemplaba la recuperación de las inversiones en instalaciones técnicas y la retribución a los capitales que las habían financiado a lo largo de la vida útil de las mismas. A tal efecto, las tarifas de cada año recogían anualidades formadas por una amortización y una retribución a tipo de interés real, basadas ambas en valores estándares netos actualizados. Estas anualidades eran crecientes en el tiempo, pero en los primeros años de explotación de las instalaciones eran inferiores a los costes contables, que a su vez evolucionaban de forma decreciente.

Con el fin de correlacionar adecuadamente el flujo de ingresos y gastos, la Orden del Ministerio de Relaciones con las Cortes y de la Secretaría del Gobierno de 30 de diciembre de 1987 estableció y reguló el registro contable de esta periodificación. Según la citada orden podrían reconocerse periodificaciones, previa autorización, durante los cinco primeros años de operación comercial de las instalaciones de generación, por un importe máximo anual igual al 110% de la amortización anual de las instalaciones y siempre que el incremento de la deuda en el ejercicio fuera inferior a la inversión efectuada en el mismo. La recuperación de estas periodificaciones debía reali-

zarse en un plazo de doce años, contados a partir de la fecha de puesta en explotación comercial de la instalación correspondiente. Dicho plazo podía alargarse a veinte años, previa autorización de la DGE.

- 33 La entrada en vigor de la Ley 19/1989, de 25 de junio, de Reforma de la Legislación Mercantil, establecía la obligación de mostrar junto con las cifras del ejercicio que se cerraba las del anterior. Esto es precisamente lo que permite señalar lo dicho. Además, la Memoria de 1990 hacía referencia expresa a ello indicando que «Se han incluido como deudas a corto plazo los vencimientos de 12 meses de las obligaciones y préstamos a largo plazo». Del mismo modo, se señala que «los ajustes por periodificación de activos y pasivos se han reclasificado en cuentas de deudores y acreedores»; pp. 121-122.

- 34 Isusi (1988), p. 103.

- 35 ACAHE, 29-1-1975, pp. 131-132.

- 36 La legislación favorable a la inversión fue progresivamente permitiendo que las compañías pudieran liberar porcentajes cada vez más altos. DL 2/1975, de 7 de abril y la orden de desarrollo de 11 de diciembre permitieron bajo determinadas circunstancias (entre ellas, firmas que coticen en bolsa y regularicen balances) que las compañías eléctricas pudieran liberar hasta un 30% con cargo a la cuenta de regularización (DL 12/1973, de 30 de noviembre). El RD 13/1976, de 10 de agosto, sobre medidas urgentes para estimular la inversión en bolsa ampliaron este porcentaje hasta el 60%.

- 37 Isusi (1988), p. 105, reconoce que la recuperación de la estructura financiera pasaba por las dos siguientes estrategias: 1) La estructura financiera debe tender a que los activos netos en explotación estén financiados con recursos propios; y 2) La financiación de las obras en curso, de las nuevas inversiones, en la parte no cubierta por autofinanciación, deberá realizarse con recursos ajenos.

- 38 Isusi (1988), pp. 103-106, señala al respecto que la segunda crisis del petróleo, las necesidades de inversión nacidas con la diversificación productiva y la concurrencia de una serie de fenómenos financieros y económicos negativos (como la disminución de la financiación interior, la entrada en una época de tipos de interés reales positivos —superan la inflación—, la disminución de

las cotizaciones bursátiles y unas tarifas insuficientes), rompieron todas las estrategias financieras aplicadas hasta entonces por las empresas.

39 Isusi (1988), p. 104.

40 Decretos de 19.11.61 y 6.4.77 y la Acción concertada (1975).

41 Entre otras cuestiones, esta dificultad tenía que ver con las altas comisiones de intermediación cobradas por las cajas de ahorros (fundamentalmente de Valencia, Madrid, Alicante y Murcia) encargadas de su colocación.

La Orden de 17 de enero de 1981 del Ministerio de Economía y Comercio (BOE de 19 de enero de 1981) de Ordenación Económica sobre la liberalización de tipos de interés y dividendos bancarios y financiación a largo plazo, establecía medidas para acelerar los ritmos de descenso de los coeficientes de inversión obligatoria de los bancos y de las cajas de ahorros. Así, en el punto 11 la orden indicaba que «a partir de enero de 1981, inclusive, los porcentajes de inversión en fondos públicos y otros valores computables, y en préstamos de regulación especial que con carácter de mínimos están obligados a mantener las Cajas de Ahorro conforme a lo dispuesto en el Decreto 715/1964, de 26 de marzo, se reducirán a razón de 0,25 puntos mensuales, respectivamente, en vez de la reducción de 0,10 puntos mensuales fijada en el número primero de la Orden de 27 de abril de 1979, hasta alcanzar los valores establecidos en los números séptimo y décimo de la Orden de 23 de julio de 1977».

Posteriormente, la Ley 13/1985, de 25 mayo (BOE de 28 de mayo) [p. 15639]; rect. BOE 6 junio 1985, núm. 135 [p. 17141], de Intermediarios Financieros sobre las inversiones obligatorias, recursos propios y obligaciones de información, en su exposición de motivos, señalaba, entre otros temas, que la evolución del sistema financiero requería que se regulasen en el futuro tanto los coeficientes de inversión (que durante los últimos años había generado una normativa, dispersa, inconexa, heterogénea e incluso contradictoria) mediante la debida refundición y simplificación del actual esquema. Del mismo modo pretendía redefinir la base de cómputo del coeficiente y revisar los tipos de interés de las financiaciones privilegiadas amparadas por los coeficientes. Los criterios de reforma de la ley marcaban tan sólo los futuros principios rectores de los coeficientes de inversión,

para mantener la debida flexibilidad a la política financiera del Gobierno. Éste era el que determinaba, con carácter general, sin perjuicio de las facultades que pudieran corresponder a las Comunidades Autónomas (20% de los activos de cobertura), los activos en que se materializarían las obligaciones de inversión reguladas en este título.

42 González del Valle (1988), p. 100, señalará con posterioridad que esta deuda histórica integrada por obligaciones de altos tipos de interés, contraída en años de alta inflación y altos tipos de interés, unida a la falta de liquidez en los sistemas financieros españoles, explica parte del elevado costo del pasivo eléctrico español.

43 Real Decreto 922/1979, de 27 abril, del Ministerio de Economía (28 de abril) [p. 9725]; Banco de España. Constitución obligatoria de depósitos simultáneos a la disposición de créditos o préstamos financieros del exterior.

44 A principios de 1979 aproximadamente se podía hacer el siguiente desglose: 50 millones de dólares Almaraz; 100 millones de dólares Cofrentes; y 150 de Valdecaballeros.

45 En enero de 1981, las dificultades encontradas por la tesorería de la empresa, dado que se produjo un retraso en la emisión de obligaciones (serie 46) y en la formalización de un nuevo crédito con el Manufacturers (faltaban por encontrar los bancos que ofrecieran 60 millones de dólares en un préstamo total de 200 millones), sobre todo ante los apremiantes gastos corrientes del combustible y la última cuota de la compra de CEL, obligaron a Hidrola a recurrir a un crédito transitorio con la Caja de Ahorros de Madrid.

46 Esta práctica fue habitual en el sector, véase Berges y Valero (1991), pp. 277-281.

Por otro lado, la condición multdivisa de la mayoría de los créditos provocó que, en aras a la diversificación y reducción de riesgos, al poco tiempo de firmarse, algunos de ellos (al menos el de 1979 y 1981) se convirtieran parcialmente (50 millones de dólares en cada caso) a esta moneda.

47 Por aquel entonces se procedió a las fusiones que dieron lugar al BBV y el Banesto-Central.

48 Hay que tener en cuenta, además, que en los coeficientes bancarios pesaba la deuda del sector y que los bancos extranjeros residentes en España eran reacios a participar en este tipo de operaciones tras la crisis de la eléctrica catalana. Por otro lado,

- la operación citada competía desfavorablemente con otra que estaba llevando a cabo Sevillana.
- 49 Circular 1/1989 de 31 de enero del Banco de España (BOE de 1 de febrero) [p. 2921], Entidades delegadas del Banco de España. Depósito previo sobre determinadas operaciones de financiación exterior. La Circular 17/1989 de 23 de noviembre del Banco de España (BOE de 24 de noviembre) [p. 36815], Entidades delegadas del Banco de España, modificó la anterior pero tan sólo modifica la Circular 31-1-1989, sobre depósito previo en relación con determinadas operaciones de financiación exterior. En concreto, sobre los incrementos en las posiciones cortas vencidas de divisas contra pesetas de las Entidades Delegadas.
- 50 El segundo, además, se benefició de las ventajas fiscales prorrogadas de la acción concertada con Vandellós y de su convertibilidad a francos suizos.
- 51 40.000 millones fueron adquiridos por BBV, Banesto, Manufacturers y CECA.
- 52 En 1984 las necesidades de liquidez y la demora en la tramitación del préstamo de 300 millones de dólares (230 millones de dólares y 50 millones de libras) exigieron la concertación de un crédito puente de 5.000 millones con CECA de una duración de tres meses y un interés del 20%, en enero de 1984, y por las dificultades encontradas una vez más a la hora de colocar las obligaciones en las cajas de ahorros afines por el conocido tema de los coeficientes.
- 53 El primero sustituía a otro que se iba a realizar con el Banco Europeo de Inversiones, pero que no pudo formalizarse por la circular conocida, hasta que en marzo de 1991 se suprimió esta restricción normativa. Sucedió esto, se firmó un contrato con este banco por 24.000 millones, unos 188 millones de ecus, para la financiación de las instalaciones de distribución.
- Circular 2/1991, de 15-16 de marzo, núm. 65 [p. 8660], Entidades delegadas del Banco de España. Supresión del depósito previo del 30% sobre determinadas operaciones financieras exteriores.
- 54 Con un capital de 100 millones de pesetas repartido de la siguiente forma: el 40% el ICO y el resto entre estos bancos: Agrícola, Industrial, Hipotecario, Local y de la Construcción.
- 55 El ministro de Hacienda, por ejemplo, deseaba suprimir la bonificación del 95% del antiguo Impuesto de Rentas de Capital.
- 56 Éstos contaban con tipos de interés muy competitivos, pero con unas amortizaciones de plazos reducidos, entre 4 y 5 años.
- 57 La ventaja de los bonos, para sus tomadores, residía en que inicialmente el bonista conseguía un interés mayor que el logrado por el accionista, pero en el caso de que las circunstancias se invirtieran éstos podían convertirse a medio plazo en socios capitalistas de la compañía. Desde el punto de vista de la sociedad, los bonos resultaron ser relativamente más económicos que las emisiones de obligaciones, dado el nivel de inflación y el tipo de interés que habían tomado estas últimas.
- 58 En buena medida esta última operación se realizó porque las bonificaciones fiscales derivadas de la acción concertada aplicable a Valdecaballeros permitieron atenuar parcialmente sus iniciales desventajas (un período de amortización reducido — 5 años — y un tipo de interés relativamente elevado — 12% —).
- 59 En el período estudiado, esta cantidad significó aproximadamente el 1,7% de la formación bruta de capital en España. En torno al 26% del capital empleado por el sector.
- 60 Además, al no considerar inicialmente la Administración los intereses intercalarios como inversión (Decreto de 18 de abril de 1984 y Orden ministerial del 26 del mismo mes sobre los programas financieros de las empresas), Hidrola dudó sobre su capacitación para percibir el fondo de saneamiento, al no cumplir uno de sus requisitos: que la deuda anual fuera inferior a la inversión.
- 61 RCL 1975/691 (D 2/1975, 7 de abril); RCL 1975/813 de 17 de abril; RCL 689/1976 de 5 de abril; RCL 2378/1976 de 14 de diciembre; RCL 1929/1976 de 8 de octubre; RDL 137/1975, 17 de noviembre, sobre congelación de rentas y salarios; y diferentes órdenes de desarrollo.
- 62 Un accionista que hubiera participado en seis ampliaciones de capital como la de enero de 1978 (con derecho de suscripción de una acción nueva por cada seis antiguas, liberándose un 60% con cargo a la Cuenta de Regularización y con un dividendo del 10%), junto a la duplicación de su cartera de valores se hubiera embolsado un 33% del dividendo.
- 63 Algunas de las peculiaridades del sector eléctrico en el mercado de capitales pueden verse en Bergey, y Valero (1991), pp. 281-288.

- 64 Isusi (1988), p. 105, indicaba, por ejemplo, que mientras los dividendos que retribuyen el capital riesgo no superen el interés nominal de los recursos ajenos, difícilmente las cotizaciones de las acciones eléctricas alcanzarán el nivel necesario para propiciar las necesarias ampliaciones de capital para el debido saneamiento financiero, ya explicado con anterioridad.
- 65 El interesante estudio de Torrero (1988), p. 311, confirma el superior importe de los pagos por dividendo respecto a los recursos captados en los años de crisis para el conjunto sectorial.
- 66 El 2,8% de la recaudación sectorial.
- 67 Al final tan sólo pudo recompensar de la pérdida ocasionada a sus accionistas con la contrapartida de una póliza de muerte e invalidez permanente total y absoluta, siendo el capital asegurado 2.000 pesetas/acción, con un capital máximo por persona de 10 millones para accionistas personas físicas.
- 68 También se enfrentó a la Administración, en este caso, por solidaridad con Iberduero. La amortización con cargo a reservas para amortizar la moratoria nuclear era sustancialmente más elevada en Lemóniz que en Valdecaballeros.
- 69 La idea de periodificar las cargas (la regulación de la carga de capital a todo lo largo de la vida de la instalación, para no hacer excesivamente gravoso el inicio de la explotación y excesivamente holgado el último período de las mismas) pretendía que en una cuenta especial de ajuste se contabilizara la partida de gastos a deducir (Cargas y Amortización) que permitiera aflorar beneficios para el dividendo, aunque era un capítulo que exigía un mayor endeudamiento y la consiguiente carga anual del mismo.
- 70 ACAHE, 30-4-1986, p. 11.
El accionista, si el dividendo se encontraba en el 8%, obtenía 333 pesetas, si era del 7% debía pagar 167 pesetas y si era del 6,5, 417 pesetas.
- 71 Real Decreto 162/1987, de 6 de febrero, Ministerio de Industria y Energía (BOE 7 de febrero), [p. 3816], Electricidad, Tarifas. Artículo 2. Todas las Empresas integradas en Unesa deberán proceder a la verificación contable anual de sus estados financieros, así como de los consolidados de los subsistemas, a través de una auditoría externa, según las directrices del Ministerio de Industria y Energía, a cuya Dirección General de la Energía se remitirá copia del informe de dichas auditorías. Este RD se desarrolló a través de la Orden ministerial de 30 de diciembre de 1987, Introducción de cuentas especiales de Activo para la periodificación de gastos derivados de las inversiones en instalaciones complejas especializadas.
- 72 Fundamentalmente cuando se permitió sumar a los diferimientos de ingresos y gastos financieros los de las amortizaciones durante los primeros cinco años de vida de las instalaciones, frente a la inseguridad y discrecionalidad anterior que exigía la autorización administrativa previa.
- 73 Real Decreto 162/1987, de 6 de febrero, en Disposiciones finales, primera, dice: El Ministerio de Industria y Energía elevará al Gobierno, antes de la próxima revisión general de tarifas, una propuesta de normas reguladoras, de un nuevo marco que defina establemente los procedimientos de cálculo de tarifas y de compensaciones entre empresas al cual, estas últimas, deberán ajustar su gestión.
- 74 Como dijera el propio Iñigo Oriol en abril de 1987: «La única forma de manifestar claramente y afirmar que se trata de una diferencia tarifaria de insuficiencia absoluta, es pagar el dividendo y recoger los diferimientos como defecto de ingresos que deben ser cubiertos en el futuro con los sucesivos incrementos de Tarifas que llevarán a la amortización de esas cuentas de laminación aludidas». Además, añadió que si el nuevo marco tarifario algún día no permitía abonar el dividendo habría que reconsiderar toda la situación. ACEHE, 29-4-1987, p. 103.
Para entender los diferentes tipos de diferimientos, véase Maestre (1990), pp. 37-41.
- 75 ACAHE, 26-4-1989, pp. 31-32.
Ya se ha comentado en el capítulo anterior que fue frecuente construir la cuenta de resultados al revés, fijando primero el dividendo y después el resto. Antolíndez (1991), p. 261 y Rodríguez (1991), p. 251.
- 76 La prima de asistencia tenía que ver con las modificaciones de los estatutos para reforzar los quórum en las decisiones vitales de la sociedad y conocer el accionariado real de la sociedad (impidiendo representaciones no auténticas en las Juntas Generales).
- 77 Se calculaba el desfase en unos 7.000 millones de pesetas.

- 78 El antiguo sistema de la empresa complementario de la Seguridad Social (gestado a principios de los años sesenta) se convirtió en 1988 en suplementario y desvinculado de aquella al existir ya un seguro de viudedad y orfandad de coste progresivo. La empresa tenía que constituir un fondo de capitalización, en el plazo de siete años, para el personal jubilado y, en quince años, para el personal activo. De tal forma que el pago de pensiones anual (Ley de Fondo de Pensiones de 1987) chocaba con las consecuencias de esta capitalización, produciéndose un desfase contable-fiscal que podía producir graves perjuicios al no considerarse como gasto para la sociedad las cantidades asignadas y como ingresos del personal las imputaciones resultantes. Precisamente por ello, Hidrola alargó la toma de decisiones de adscribirse a un Fondo de Pensiones de la sociedad todo lo que la legislación le permitió (hasta el 3 de noviembre de 1990). Finalmente, se llegó a un acuerdo con el personal para que la gestión del patrimonio del Fondo los gestionara una gestora filial (100%) con un capital de 100 millones. El personal afecto a la nueva situación fue incluido en el Convenio Colectivo, porque en el futuro, desde 1993, existiría un mecanismo radicalmente diferente, contributivo, con aportaciones de la empresa y los trabajadores y prestaciones distintas.
- 79 A razón de 4.000 millones de pesetas por los pasivos actuales (24.000 millones de pesetas durante 7 años) y 2.000 millones de pesetas por los servicios pasados al personal activo (42.000 millones de pesetas de 23 a 26 años), y a partir del año octavo y hasta el año 23 o 26, según el caso, sólo los 2.000 millones de pesetas últimos para completar la dotación al Fondo, con las correcciones actuariales anuales correspondientes.
- 80 Sobre este particular Iñigo Oriol señaló a su Comisión ejecutiva que era «el Ministerio quién en virtud de sus facultades discrecionales ha realizado la composición de dicha Cuenta [de Resultados] al llevar a cabo la aplicación del Marco», porque la Administración no deseaba retocar las cifras de valoración de activos y compensaciones en tanto que, dada la reordenación en perspectiva, supondría prejuzgar los resultados futuros. ACEHE, 9-1-1991, pp. 4-5.
- 81 Antes de la misma se permitían cinco años de diferimientos y siete para su amortización. En el caso de Cofrentes se amplió de doce a quince años y según el director gerente de la empresa «ha sido este concepto el regulador del Beneficio en el Ejercicio» ACEHE, 20-3-1991, pp. 4-5.
- 82 Real Decreto Legislativo 1564/1989, de 22 de diciembre. Artículo 216. Cantidades a cuenta de dividendos. La distribución entre los accionistas de cantidades a cuenta de dividendos sólo podrá acordarse por la junta general o por los administradores bajo las siguientes condiciones: a) Los administradores formularán un estado contable en el que se ponga de manifiesto que existe liquidez suficiente para la distribución. Dicho estado se incluirá posteriormente en la memoria. b) La cantidad a distribuir no podrá exceder de la cuantía de los resultados obtenidos desde el fin del último ejercicio, deducidas las pérdidas procedentes de ejercicios anteriores y las cantidades con las que deban dotarse las reservas obligatorias por ley o por disposición estatutaria, así como la estimación del impuesto a pagar sobre dichos resultados.
- 83 Sobre el grupo de presión y la regulación resultan muy sugerentes las opiniones de Arocena, Kunh y Regibeaus (1999), pp. 389-340. Por su parte, Antolín (2002), p. 12, ofrece una versión contextualizada y a más largo plazo de esta cuestión.
- 84 Evidentemente su intervención en la regulación del sector fue más amplia. Unesa, entre otros temas, participó en el proyecto de contrato de Endesa o los decretos sobre compensaciones (Ofico) [Real Decreto 2194/1979, de 3 de agosto, Ofico. Organización y funcionamiento]; fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales [Real Decreto 1217/1981, de 10 de abril, Presidencia de Gobierno (BOE 24 de junio), Electricidad. Fomento de la producción hidroeléctrica en pequeñas centrales]; y regularización de balances. Previamente, de hecho, Unesa había elaborado el segundo Plan Eléctrico Nacional (1972-81). Cortina (1995), p. 46.
- 85 Hay que recordar que el procedimiento de aprobación de tarifas comenzaba con una solicitud presentada por Unesa ante la Junta Superior de Precios, acompañada de un estudio en el que se recogían las variaciones experimentadas por los costes en el período de referencia y una auditoría realizada por los censores del Instituto de Censores Jurados de Cuentas de España sobre el

- Balance Consolidado del sector eléctrico que servía de base al estudio de costes mencionado. La Junta Superior de Precios, para dictaminar la solicitud formulada por Unesa, pedía también información a las Organizaciones de Consumidores y Usuarios y a los Organismos de la Administración. El dictamen de la JGP, después de pasar por el Comité de Ordenación del Sector Eléctrico, y la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos llega finalmente al Consejo de Ministros, que era quien decidía la cuantía de la variación de las tarifas. Este procedimiento garantizaba el cumplimiento estricto de los criterios de Política energética aplicados en la fijación de las tarifas y, a su vez, se convertía en un control más sobre una parte importante de la actividad del sector. Es decir, los controles públicos sobre el sector comienzan con la Política de Desarrollo y terminan con el establecimiento de las tarifas, pasando por la Política de Explotación.
- 86 Decreto 13 de febrero de 1975, n.º 175 (Presidencia). Electricidad. Régimen de concierto. Éste se estructuró a través de un acta genérica para cada sociedad y actas singulares que desarrollaban las anteriores, referidas a cada una de las instalaciones acogidas al sistema de concierto. La Administración valoró que con las centrales acogidas a este régimen iban a suponer una producción eléctrica de 76.000 GWh, es decir, un aumento del 92% de la producción existente en aquellos momentos, con unas inversiones programadas de 400.000 millones de pesetas. Las empresas consiguieron que el crédito oficial alcanzara el 40% de la inversión (menos para las nuevas nucleares), a un interés del 7%, con devolución en diez años a partir de la puesta en explotación, que la garantía no fuera hipotecaria y que la ayuda incluyera a las obras en construcción. Existiendo otros beneficios referentes a la libertad de amortización, expropiación forzosa, apoyo fiscal a la inversión, desgravación en el Impuesto de las Rentas de Capital para obligaciones y rebajas arancelarias.
- 87 Dos fueron firmadas por Hidrola (Cedillo y Cofrentes). Posteriormente, a principios de marzo, se firmaron ocho nuevas actas (entre ellas la de Lemóniz) y a finales de ese mes la primera resolución particular en el BOE sobre los beneficios fiscales y arancelarios concedidos a Fecsa para su central de Ascó II.
- 88 Según José María de Oriol y Urquijo, ACAHE, 2-1-76, p. 16.
- 89 Este aspecto queda claramente reflejado sobre la tramitación del PEN en el Congreso de los Diputados. Una resolución de la Presidencia del Congreso de octubre de 1978 abrió el debate general sobre el resumen y conclusiones del PEN, cuyo análisis continuaba en la Comisión de Industria y Energía, sin perjuicio del pronunciamiento final del Pleno. A comienzos de diciembre se abrió el plazo para la presentación de mociones. El debate de la Comisión de Industria terminó el 26 de junio de 1979. Sobre el deseado marco político del PEN véase, por ejemplo, Valle (1980), pp. 201-205. Según este autor la trascendencia principal de lo acordado en el Pleno vino dada por una vía negativa, lo no aprobado.
- 90 Un buen ejemplo de la respuesta dada por Unesa lo encontramos en los artículos firmados por Pedro Rivero (entonces jefe del departamento técnico-económico de Unesa) en el Diario *El País* los días 14, 15 y 16 de junio. En la Memoria de Unesa de 1978, p. 5, se culpaba, en buena parte, a la falta de clarificación respecto al control que debía realizar la Administración (entre otros, derivado de los retrasos y la polémica en torno al PEN) de que España no contara con un modelo de política energética ajustado después de cinco años de crisis.
- 91 Real Decreto 379/1983, de 23 de febrero, Presidencia del Gobierno (BOE 1 marzo), [p. 5854], Electricidad. Modifica el Real Decreto de 18-4-1980, sobre funciones de la Asociación de Empresas para la Explotación del Sistema Eléctrico y creación en la misma de una Delegación del Gobierno. Ley 49/1984, de 26 diciembre, Jefatura del Estado (BOE 29 de diciembre), [p. 37461]. Electricidad. Explotación unificada del sistema eléctrico nacional.
- 92 De hecho, se argumentaba que la Red Eléctrica Peninsular se había constituido a partir de la iniciativa privada (Juan de Urrutia y Pérez del Pulgar). Acerca del desarrollo histórico de la Red eléctrica española, véase Torá (1983) y respecto al funcionamiento del sistema eléctrico a través de Aseléctrica, Magaña (1983).
- 93 Para conocer el estado del programa nuclear en aquellas fechas, véase Dávila (1983).

- 94 Ésta se había mantenido, por ejemplo, en el reparto de las realizaciones nucleares y últimamente en el apoyo a Iberduero en la construcción de Lemóniz. Este apoyo se cifró en la aportación para el Consejo de Intervención de la Central, como al aceptar que en el sistema de compensaciones se promediara la producción virtual de Lemóniz, sobre la base de Almaraz y Ascó, en razón de 95 cts/kWh.
- 95 Se manifiesta, por las empresas, el espíritu de colaboración en la reordenación del sector, bajo las directrices del Miner y la aceptación de la explotación coordinada del sistema productivo y del transporte en alta tensión y, por el Ministerio de Industria, la voluntad del Gobierno de facilitar la gestión de las actuales compañías, comprometiéndose a autorizar en el más breve plazo posible la entrada en funcionamiento de las centrales que quedaran incluidas en el PEN revisado y establecer mecanismos de financiación para los retrasos, al tiempo que estudiar la valoración de los activos afectos a la nueva sociedad mixta, la forma de pago por el Estado y la cuantía. Dos puntos fundamentales del acuerdo fueron: la política tarifaria y la nacionalización de la RAT, que sería la única nacionalización programada. Al primer fin, las empresas firmantes se comprometían a auditar sus datos contables para lograr una adecuada rentabilidad y financiación del sector, al tiempo que se aseguraba la minimización de los extracostes de explotación derivados de la desviación a la baja de la demanda y la evolución del tipo de cambio de la moneda.
- 96 ACEHE, 25-5-1983, p. 3. Para conocer el funcionamiento de la red de transporte y distribución previa a la nacionalización, véase Aranceta (1983). Y para tener una idea clara de los objetivos que pretendía el regulador con el establecimiento de Redesa sobre la explotación del sistema eléctrico, ver Fabra y Bartolomé (1985).
- 97 Por lo que hace a las tarifas, las compañías solicitaron un incremento del 6%. El Ministerio entendía que debía modificarse la estructura tarifaria tendente a reducir los precios domésticos y aumentar los industriales, que debía girar entre el 4 y 6%, dedicando una parte del aumento a un fondo para cubrir intereses financieros y amortizaciones de las centrales aplazadas en el nuevo PEN. Pero antes de tomar una decisión al respecto era necesario conocer a fondo los estudios de las auditorías realizados en todas las empresas. Esto es, el balance globalizado del sector.
- 98 En este sentido, y dado que Solchaga había prometido que si se demostraba la necesidad de cuatro grupos de tercera generación éstos serían autorizados, se realizó en agosto un estudio en Unesa que confirmaba la necesidad de tres grupos para un crecimiento de la demanda del 4%, e incluso, cuatro en determinadas circunstancias para el 3,3%. Pero, claro, como el propio ministro señaló, junto a los criterios técnicos, también las circunstancias políticas debían considerarse en esta toma de decisiones. ACAHE, 28-9-83, p. 37.
- 99 El paso de un sistema de explotación llevado a cabo independientemente por cada empresa, con contratos de intercambio entre ellas y optimización a través, primero, de Reca y, después, Aseleétrica, a un *pool* de energía para el mercado español, suavizado por la existencia de los llamados «Subsistemas Eléctricos» y con incentivos teóricos pero no desarrollados (para forzar los intercambios de activos) a la gestión empresarial en determinadas circunstancias. Para comprender la nueva organización de la explotación del sistema eléctrico, véase Beato (1985).
- 100 ACAHE, 28-3-1984, p. 10. De hecho, el presidente de Hidrola, días antes de constituirse Redesa, propuso al ministro que probara ésta realizar sus funciones sin adquirir la titularidad de las líneas y que si ésta fórmula al cabo de un año no resultaba operativa que procediera a su adquisición. ACEHE, 23-1-1985. Véase la opinión coincidente de Martínez López-Muñiz (1991), pp. 341-352.
- 101 Aparte de lo señalado, el nuevo sistema de compensaciones (Orden 30/7/1984) arbitrado por la Administración, se entendió guiado bajo un criterio «absolutamente nacionalizante», puesto que a partir de una tarifa teórica —precio medio— se pretendía después operar en más o en menos según la composición de las distintas sociedades. ACEHE, 29-2-1984, p. 2. Sobre el sistema de ingresos (compensaciones) de las empresas, véase Documento (1985), p. 156 y Maestre (1990), pp. 41-44.
- 102 ACEHE, 15-1-1986, p. 6.
- 103 ACEHE, 9-4-1986, p. 9.
- 104 La presidenta de Redesa, Beato (1988), pp. 77-78, explica que el intento de Redesa de optimizar el

sistema accediendo directamente a la información de la producción de cada central «además de costoso rompería la organización institucional aceptada por la sociedad española. Pero, además, aunque las instrucciones de funcionamiento de centrales las dé Red Eléctrica, la tarea de hacer funcionar a las mismas corresponde a la empresa propietaria». El problema de Redesa residía, entonces, en elegir las reglas de comportamiento que permitieran un equilibrio entre el mejor conocimiento de los estados posibles de las eléctricas y las divergencias entre el objetivo individual de cada empresa de minimizar sus costes y el de Redesa de hacer lo propio con el general. Finalmente, las reglas del juego o la estructura de incentivos marcadas fueron las siguientes: intercambio mutuo de información (a) y control mutuo de las fases del proceso de toma de decisiones (c) y el sistema de compensaciones interempresas (b). El intercambio de información consiste en que cada empresa enviaba a Redesa para cada período de tiempo —semana, día, hora— el plan óptimo de cobertura de su mercado según su minimización de costes y Redesa lo modificaba en función de la minimización global. Esto no aseguraba el óptimo global, pero era muy útil para evitar los inconvenientes del tratamiento individualizado de la información. El sistema de compensaciones incentivaba a contar con la mayor disponibilidad de centrales, la mayor comunicación y previsión sobre las reservas hidráulicas, la producción con las centrales más baratas y la búsqueda del mínimo coste de cada empresa y del sistema. El interés de las empresas por este último quedaba garantizado porque el coste que soporta cada empresa provenía de abastecer su mercado más la diferencia entre el coste medio de abastecer su mercado y el coste medio de abastecer el sistema.

- 105 Acerca de las implicaciones en la gestión empresarial de la aparición de Redesa puede verse Martínez López-Muñoz (1991), pp. 331-340.
- 106 Acerca del significado de los diferentes planes energéticos, puede verse Cortina (1995), pp. 45-70.
- 107 La autorización previa se aprobó por la DGE el 4 de septiembre de 1975.
- 108 La autorización de la DGE para iniciar las obras de cimentación (condición 10.b) y la aceptación del sistema de refrigeración (18.a) a finales de este mes.

109 A finales de agosto, Oriol comentó que el BOE de día 25 había aprobado la construcción de Valdecaballeros, pero un mes más tarde reconocía su suspensión por el ministro de Industria.

110 En el último cuatrimestre del año la conflictividad laboral con la agrupación que realizaba la obra civil interrumpió el hormigonado del reactor I. De este modo, AETEA decidió el cierre patronal de las obras de la central y de la presa en enero de 1981.

111 Entre 1976 y 1979 se desarrollan intensas movilizaciones, que culminarán en el verano de 1979 en un encierro de más de cien alcaldes en el Ayuntamiento de Villanueva de la Serena, la ciudad más cercana al emplazamiento previsto para la central nuclear de Valdecaballeros, y en una gigantesca manifestación de protesta de más de 20.000 personas, la más importante celebrada nunca en Extremadura, véase Baigorri (1999).

Este mismo autor significa que ante la campaña de la empresa a favor de la construcción de Valdecaballeros, «la reacción del gobierno regional es contundente, amenazando al Gobierno de Madrid con dimitir en pleno si es aceptada la petición de las compañías eléctricas. Pone en marcha a su vez toda su capacidad de movilización de la opinión pública, buscando el apoyo de los agentes sociales más directamente afectados por la nuclearización, y oponiendo a la tentación de las compensaciones económicas por la energía nuclear las posibilidades de creación de nuevos regadíos. [...] De nuevo, en 1989, cuando vuelve a revisarse el Plan Energético Nacional, la batalla nuclear de Valdecaballeros se reavivará; la radical oposición del líder regional del PSOE, Rodríguez Ibarra, a la reapertura de las obras de construcción de Valdecaballeros provocará incluso uno de los primeros grandes cismas en el partido socialista a nivel nacional: la izquierda del partido se alinea claramente con las tesis ecologistas de Extremadura, mientras los sectores neoliberales se muestran partidarios de suspender la moratoria. Pero finalmente la tesis de la región se impone. La posición del gobierno regional se expresa a través de su presidente, quien señala que “ya hemos pagado nuestra cota nuclear. Ahí está Almaraz, que aporta 2.000 megavatios a los 7.500 del PEN. Si el consumo energético se dispara para bien de España, que otras regiones carguen con

- su cuota" (Rodríguez Ibarra, 1989). La central nuclear de Valdecaballeros se convierte así no sólo en un hito en la historia del autogobierno en Extremadura, sino incluso en el símbolo de todo un programa de acción pública».
- 112 Sobre los objetivos comparados de los planes energéticos españoles, véase el cuadro presentado por Iranzo (1984), p. 278.
 - 113 En marzo de 1984 el Gobierno socialista decidió hacer valer la promesa electoral de limitar la potencia nuclear a 7.500 MW.
 - 114 El último borrador de la revisión del PEN de 1983 elaborado por los técnicos del Miner preveía la construcción de entre 7.500 y 8.000 megavatios de potencia eléctrica durante los noventa, lo que suponía un aumento de casi el 20% sobre la potencia instalada (41.992) a finales de 1987. La inversión prevista se situaba entre los 3,5 y 4 billones de 1983. Se dudaba sobre qué tipo de centrales cubrirían los primeros 3.500 megavatios, porque en el documento no se recomendaba ninguna opción concreta. Entre ellas, por tanto, estaba la reanudación de Valdecaballeros (I y II), unos 2.000 megavatios cuyo coste era inferior a otras opciones considerando la vida útil de la instalación y el precio previsible del combustible nuclear, que podía ser complementado con varios grupos de carbón importado.
 - 115 A ésta, Hidrola aportó el monasterio de San Benito de Alcántara.
 - 116 Aun así, no todo el personal contratista estaba por continuar con la obra porque, por ejemplo, el comité de Entrecanales y Tavora se manifestó a favor de la paralización.
 - 117 Se considera que las obras del grupo I se reanudarían en mayo de 1991.
 - 118 *El País*, viernes, 4 de marzo de 1988, p. 51, «Hidrola y Sevillana ofrecen a Iberduero y Endesa participar en Valdecaballeros».
 - 119 Pinedo Cabezudo (1995), pp. 222-226.
 - 120 Haciendo caso a esta consideración, y ante la solitud realizada por la Administración, las empresas eléctricas, a principios de octubre, presentaron, a través de Unesa, de forma conjunta sus ideas sobre el futuro del sector sobre compensaciones pendientes, posibles intercambios de activos y regulación de ciertos aspectos contables.
 - 121 ACAHE, 28-11-1984, p. 8.
 - 122 La entrada de Hidrola en Cataluña permitiría el reajuste de mercados y, quizás, del equipo productor de forma muy interesante para Endesa. Puesto que ésta podría desarrollar el suministro de su electricidad, incluida la ampliación de la misma mediante una central nuclear (que podría ser Vandellós II, dada la participación de Hidruña en la misma —28%—) a través del contrato con el Grupo de empresas.
 - 123 Al mismo tiempo, como dijera en su voto de reserva el consejero conde de Cadagua (por su desconfianza ante el mercado catalán), la decisión estaba hasta cierto punto forzada por circunstancias políticas.
 - 124 Los acuerdos previos entre Unión, Iberduero e Hidrola así lo exigían y, en menor medida, para las pequeñas modificaciones que afectaron a Almaraz y, por último, a la venta de Guadisa. Como contrapartida al primer capítulo (recuérdese que el 40% correspondía a Hidrola, otro tanto a Unión y el 20% a Iberduero y que con la compra a Unión por éste pasarían a 25,5%) consiguió la garantía de futuro mercado en posibles ventas en el mercado centro (400 GWh de incremento y de las de posibles ventas de Unión) y el beneficio del segundo fue conseguir una mayor potencia de energía preferente a buen precio. La venta de la hidroeléctrica resultó poco relevante, por su limitada e irregular potencia. ACEHE, 2-10-1985, p. 7.
 - 125 Hay que tener en cuenta, por otro lado, que como señala Rodríguez Romero (2001), p. 360, las preferencias reveladas en España bajo diferentes contextos regulatorios se han inclinado hacia el aumento del tamaño más que hacia el desarrollo de la competencia.
 - 126 Aproximadamente, medio millón de abonados y una facturación de 25.300 millones. En torno al 30% del mercado de la capital catalana.
 - 127 Se desglosaba en 14.000 millones más 150.000 millones de la deuda que soporta, junto a 70.000 millones por desembolsar del 28% de Vandellós II.
 - 128 Hidruña poseía el 15% de Ascó II, el 23% de Vandellós I (1972) y el 28% de Vandellós II, en total.
 - 129 De este modo, comenzó modificando su estructura organizativa —nuevos asesores mientras la Junta General no eligiera nuevo Consejo—, y estudiando suspender el dividendo, reponer su estructura financiera mediante ampliaciones de capital e incluso, en caso de que los accionistas minoritarios fueran un problema, proceder a su disolución y absorción.

- 130 La situación del mercado a finales de 1983 hacía que Hidrola fuera la segunda empresa española, con el 21,38% de la energía eléctrica distribuida en España (incluyendo HC y CEL), detrás de Iberduero (22,19%); y la primera en cuanto a potencia instalada (20%). Endesa (18,4%) e Iberduero (14,5%) le seguían en importancia. Y, según los cálculos establecidos para 1989 respecto a esta variable, la situación no iba a ser muy diferente, porque Hidrola dispondría del 20,4% de la potencia, Endesa el 19,2% e Iberduero el 16%.
- 131 Esta zona quedaba bajo el sector público, que se hizo con las participaciones de Fecsa e Iberduero en su principal distribuidora, ERZ.
- 132 Para conocer los principios que guiaron los intercambios de activos y los primeros acuerdos alcanzados puede verse Documento (1985), pp. 154-155.
- 133 La polémica se centró, básicamente, en que Endesa entendía que debía procederse a una prórroga del contrato anterior y, por tanto, debían regir unos precios fijos mínimos actualizables, mientras que el Grupo, a una novación con nuevos precios relacionados con el nivel de tarifas del sector en general y su estabilidad financiera. La capacidad de maniobra del Grupo era reducida puesto que la Administración había condicionado el incremento de la tarifa a la aprobación de los intercambios de activos y éstos, a su vez, quedaban condicionados por Endesa a la prórroga del contrato con el Grupo. En este contexto no es extraño que la postura de Endesa fuera muy poco flexible. Resultaba claro para el sector privado, como expresara Oriol, que «Endesa desea constituirse como una gran Empresa Nacional y (que) no está dispuesta a renunciar a sus excelentes resultados obtenidos en los últimos años, renuncia que se considera debe tener lugar en parte de una manera necesaria para contribuir al saneamiento del Sector, como ya se ha hecho por otras Sociedades». ACEHE, 18-12-1985, p. 13.
- 134 La firma del documento entre las compañías (Iberduero, Hidrola, Fecsa, Sevillana, Unión, Hidrocarbónico y Enher) y la Administración se realizó, como se ha indicado, la noche de 25 de febrero de 1986. Aunque quedó pendiente que el ministro de Hacienda sancionara el aspecto fiscal.
- 135 De un lado, la Administración debería llevar: a) una política tarifaria por encima de costos y una actuación fiscal como la mantenida hasta entonces; b) una actitud tendente a hacer desaparecer la incertidumbre; y c) una normativa contable más flexible. Y como contrapartida, de otro lado, las compañías deberían: a) disminuir costes por debajo de la inflación y renegociar los financieros; b) realizar intercambio de mercados para optimizar la explotación de las centrales nucleares; c) establecer el dividendo de acuerdo con los resultados; y d) incrementar los fondos dedicados al saneamiento.
- 136 Respeto a las tarifas en cuestión, en la reunión de Unesa de 5 de noviembre, se dieron dos posturas: a) mantener el sistema tradicional pero con referencia a costes estándar (barajados anteriormente por el Ministerio) o b) considerar como un coste más el del contrato de Endesa. A pesar de ello, se tomaron como base de estudio los costes reales, en vez de los estándar, mientras el Ministerio parecía decantarse por valores netos — reposición —; lo cual se valoraba muy positivamente por las empresas. Fruto de ello, el expediente de tarifas presentado por Unesa en diciembre solicitaba un incremento entre el 7 y el 11%, destacando el establecimiento de treinta años para amortizar las centrales nucleares, considerar el contrato de Endesa como un costo más y el señalamiento del 11% como remuneración del capital, tanto ajeno como propio.
- 137 En efecto, el Grupo de empresas, el 9 de octubre, había recibido un oficio de la Dirección General de la Energía condicionando la aprobación del Plan de Intercambios de diciembre de 1985 a la aceptación del arbitraje del ministro de Industria de enero de 1986, sobre la adaptación del contrato de Endesa a las nuevas circunstancias, y concediendo para ello un plazo de 20 días. La discrepancia de Endesa y el Grupo de empresas se centraba, fundamentalmente, en tres aspectos: objeto, precio y plazo de duración. Respecto a éstos, el Grupo consideraba que: a) los déficit de Erz y Enher (firmas dependientes ahora de Endesa y cubiertas mediante contratos privados por Unión y Viesgo) debían descontarse de la cantidad de energía que el Grupo debía absorber de Endesa; b) el arbitraje se refería al precio total, luego incluían los costes derivados de las sustituciones de energía a pagar a Endesa; y c) el plazo arbitrado finalizaba en 1988, siendo después negociables todo tipo de cuestiones. Endesa, por el

contrario, consideraba que el arbitraje había que aplicarlo no interpretarlo, a la vez que sostenía que los contratos privados citados estaban al margen del contrato celebrado con el Grupo. Para complicar aún más las cosas, las posturas de Viesgo y Unión se alineaban con esta última consideración de la empresa pública.

De este modo, las dificultades para alcanzar un rápido acuerdo explican que, a principios de noviembre, el Grupo acordara pedir una prórroga al plazo concedido por la Administración con el fin de alcanzar un acuerdo de mínimos con Endesa que diera satisfacción a la Administración, para, posteriormente, negociar un acuerdo más amplio. Mientras esto sucedía, dentro de las compañías existían dos posturas: a) llegar cuanto antes a un acuerdo con Endesa abordando de manera clara un plan global de la problemática planteada y b) no aceptar la postura de Endesa y buscar que el ministro de Industria interprete lo arbitrado en su día por Solchaga.

138 El 3 de diciembre Unesa envió al Ministerio: a) el acuerdo de Unesa —incluido Endesa— en contestación al Ministerio con relación a la adaptación del contrato de Endesa, pero con la reserva separada de Endesa y sin la firma de Viesgo; y b) unas tarifas que incorporaban la energía de Endesa como un costo más, un plazo de treinta años para la amortización de nucleares y una remuneración del 6,5% del capital como media del sector. Esta resolución fue aceptada por el Grupo de empresas mayoritariamente, pero con la condición de que comenzaran ya las negociaciones del nuevo contrato. No triunfaron, por tanto, otras dos posturas barajadas, una radical —de impugnación judicial— y otra moderada —cuyo condicionado demoraba el inicio de las negociaciones con Endesa—.

139 Este estudio se podía resumir en cuatro puntos: a) la viabilidad del sector, pero no así de la parte privada del mismo; b) las causas de esta situación se sitúan en la crisis energética de 1973 y subsiguiente económica y la escasez de tarifa; c) esto último incide en que la única forma de repartir dividendos es permitiendo que las compañías puedan diferir las cargas financieras y amortizaciones; y d) la necesidad de homogeneizar los criterios establecidos en las proyecciones de las empresas, especialmente el muy conservador de Endesa.

140 Ante la opinión del consejero Garnica de que las compañías saneadas podrían estar en contra del Plan, Oriol afirmó que era imprescindible su conformidad cuando en el actual sistema de tarifa única parte de la misma premia a las compañías cuyos equipos productivos se distinguen, simplemente, por su buena localización geográfica. El consejero Galíndez precisó algo más. Al indicar que la única empresa saneada y bien situada era Endesa, por lo que habría que negociar con ella los intercambios. ACEHE, 22-10-1986, p. 7.

141 La manifestación más clara en este último sentido la expresó la presidenta de Redesa, meses más tarde, que reconoció la necesidad de que el sector vaya por delante de la Administración en los temas, dado su mejor conocimiento de ellos y su mayor capacidad de equipo de trabajo y preparación, pese a los esfuerzos que la Administración realiza dentro de sus limitados recursos.

142 En principio Iberduero e inicialmente Sevillana mantenían una postura discordante con la general del sector, en la cual se encontraba también la de Endesa.

143 En aquel momento, por ejemplo, Iberduero, por ser su sistema deficitario (tomaba energía a precios marginales) no estaba conforme con las bases previstas, que favorecían a las nuevas construcciones, frente a las antiguas, especialmente a las nucleares. En una reunión de los presidentes se discutió el documento entregado por el Ministerio de Industria en el que las compañías tendían un consenso de base suficiente. Posteriormente, Iberduero y Viesgo formularon observaciones. Y en una nueva reunión establecieron una nueva redacción sin reservas. Pero al día siguiente Unión manifestó sus reservas, por lo que no fue posible acudir al ministro con una opinión unánime. Al parecer había diferencias entre Iberduero y Unión. El disenso de las firmas respecto al documento entregado por la Administración se intentó resolver por medio de una mesa de negociación (Dirección General de Energía y personas designadas por Unesa).

144 En la medida en que la Administración no admitía que los estándares eran bajos en general y especialmente los nucleares, ni tampoco identificaba éstos con la valoración contable, se procedió a homogeneizar los valores contables. En la comisión se estudiaron: la valoración de activos; los

- gastos de explotación y mantenimiento de las instalaciones de producción que, fuera del sistema, se pretendían incluir en el «Nuevo Marco Tarifario y de Compensaciones» (MTC); el nuevo tratamiento de los diferimientos (la no amortización durante los cinco primeros años de la vida de la instalación). Esto es, diferimientos de amortizaciones en vez de cargas o ingresos financieros. La Administración pensó que podía aplicarse para el ejercicio de 1986. En el caso de Hidrola el tope de diferimientos sería 15.000 millones, al encontrarse en este plazo de carencia diferentes instalaciones (Cofrentes, Gabriel y Galán y de CEL —Soto de Ribera Grupo II y Lada Grupo IV—), y que ello no produciría problemas en cuanto al mantenimiento del dividendo al existir el mes 13.
- 145 Ello obligaba a ajustar sobre todo los estándares del grupo I de Ascó y de las centrales de carbón en general (Sevillana e Hidrocantábrico).
- 146 3,58 billones —Unesa— frente a 3,038 —Administración.
- 147 A finales de este mes, sin embargo, la Administración elevó la valoración de activos a 3,5 billones que serviría de base tarifaria con un incremento del IPC todos los años y los problemas se situaron en valoración de activos de distribución, el ministro se decantó por 1,1 billones (que posteriormente subió en 55.000 millones) y Unesa por 1,3. Dentro de Unesa, además, Unión pretendía valores análogos a Iberduero e Hidrola.
- 148 ACEHE, 7-10-1987, p. 4. Los activos netos de generación y de distribución de 1987 quedaron en 3.497 y 1.171 billones, respectivamente, mientras que los gastos de explotación, mantenimiento, distribución y estructura en 254.642 millones.
- 149 Oriol (1988a) y (1988b).
- 150 Unesa manifestó su voluntad de seguir colaborando con la Administración en las definiciones y cuantificaciones que integraban el MLE, para evitar las distorsiones existentes, e incluso trató con la Administración el rango de la norma.
- 151 A principios de marzo de 1988, Oriol transmitió personalmente al ministro la satisfacción del sector por la publicación del MLE y el incremento de la tarifa, así como por la solución del tema de Fecsa, instando a que se mantuviera la colaboración en los flecos pendientes. El presidente de Hidrola, asimismo, le rogó que el sector fuera tenido en cuenta en la elaboración del PEN. El ministro manifestó su preocupación por los temas ecológicos que inciden en la normativa comunitaria y que debía ser el año de la normalización financiera del sector, por lo que sería necesario montar unas Jornadas para que el MLE fuera conocido a nivel internacional. Tal vez por ello, en Unesa se crearon dos comisiones: una para temas nucleares y otra para el seguimiento del Acta Única Europea ACEHE, 2-3-1988, p. 4.
- 152 ACEHE, 13-4-1988, p. 4.
- Acerca del funcionamiento de las compensaciones con el MLE, puede verse Landa y López de Ocariz (1993), pp. 87-97.
- 153 Para los estándares de distribución, el día 15 de septiembre se habían entregado por Unesa, por solicitud de la Administración, los estudios de las compañías. Los estándares para el total nacional como inversiones de distribución (BOE) se valoran en 1.090 billones, frente a un valor en libros de 1.066.
- 154 220.374 millones, frente a 180.000 millones.
- 155 El presidente de Unión, por su parte, ya publicó su desconfianza respecto al MLE en la resolución de algunos problemas sectoriales. Trincado (1988), p. 33. Pasados algunos años más, evidentemente, se reconocieron claramente sus principales debilidades, véase Rojas (1995), pp. 158-161.
- 156 Estimado en 5.000 GWh con una compensación de unas 2 ptas/kWh. También se vería afectada la situación de Viesgo que pagaría por compensaciones cuando antes al parecer no lo hacía por quedar fuera del contrato de Endesa.
- 157 Al parecer el Grupo de empresas se iba a encargar de cubrir el déficit de las filiales de Endesa, que había que deducir de la masa del contrato, por un sobreprecio de 40 céntimos el kWh, que era justamente el que aplicó el ministro en su arbitraje en enero de 1986 para la energía vendida por Endesa. Como Endesa no deseaba perder el aumento del margen concedido en su día para compensar su participación en los intercambios de activos, deseaba que éste fuera superior. La presidenta de Redesa, a la que se le encomendó el arbitrio, exigió previamente una addenda al Contrato de Endesa que aclarara todos los puntos de conflicto entre ambas partes antes de dirimir sobre esta cantidad, y esto complicó el asunto. Esta addenda se esperaba, por parte del Grupo, que recogiera la exclusividad de venta al GE de la

energía de Endesa, la necesidad de la cobertura previa del déficit a favor de Erz y Enher, restándose esta energía de la masa del contrato y la anulación de los contratos de algunas eléctricas privadas con estas filiales, que había distorsionado el normal funcionamiento del sistema (Viesgo y Unión).

- 158 Inicialmente el problema entre el Grupo y Endesa fue determinar las cantidades de energía que Endesa debía destinar a sus filiales (Erz y Enher) y deducirla del contrato de Endesa-GE y este problema debía arbitrarlo la presidenta de Redesa. Pero como ésta exigió una addenda que aclarara todos los puntos de conflicto entre ambas partes antes de dirimir sobre esta cantidad, se complicó el asunto. Endesa demandó un precio más alto que los 40 cts/kWh de incremento ofertado por el Grupo porque le pareció un precio insuficiente para compensar el hacerse cargo de la cobertura del déficit, mediante la reducción de esta energía de la masa del contrato, y su esfuerzo en los intercambios de activos.
 - 159 Al parecer esta relación derivaba de que Endesa iba a participar en las ampliaciones de capital o ayuda a Fecsa a partir de las cantidades adeudadas por el sector privado.
 - 160 ACEHE, 8-4-1987, p. 6.
 - 161 ACEHE, 12-8-1987, p. 8.
 - 162 Esto es, el dinero contractualmente debido a Endesa, como consecuencia de la suscripción por Viesgo y Unión de contratos con ella, que se entendía al margen del contrato general del grupo y la propia Ley de Explotación Unificada del Sector.
 - 163 ACEHE, 26-8-87, pp. 6-7.
 - 164 ACEHE, 16-12-1987, p. 4.
 - 165 Ariño y López de Castro (1998), p. 258.
 - 166 ACEHE, 2-12-1987, p. 4. No en vano Endesa buscó en sus negociaciones mantener su nivel de beneficios, a cambio de su compromiso de no distribución, mediante la satisfacción de una prima sobre kWh producido. En 1988, por ejemplo, esto se había traducido en unos beneficios de 27.000 millones y una rentabilidad del 10%, destinando a reservas 10.000 millones.
- No resulta extraño, por otra parte, que el director gerente de Endesa considerara que con el MLE y Redesa habían dado lugar a un nuevo sistema regulador, superando muchos de los problemas del tradicional y de los que por aquel

- entonces afectaba al sistema eléctrico de Estados Unidos. Miranda Robredo (1990), pp. 16-20.
- 167 Incluyendo las deudas asumidas solidariamente por Unesa de Viesgo que se le reclamaron posteriormente. Recuérdese que los argumentos de Viesgo eran que no hizo suyo el acuerdo del contrato Grupo de empresas-Endesa por realizarse una novación a sus espaldas.
 - 168 ACEHE, 11-1-1989, p. 6. Esta misma impresión tenía el presidente de Fecsa (Luis Magaña) que, en una reunión con responsables del INI a finales de enero, según Oriol, éste indicó «la necesidad de tomar algo de los beneficios de Endesa para (la) [su] mejor distribución (de ellos) en el conjunto del Sector», a la par que debía independizarse su gestión de la política del MINER, si se quería que, tal y como reconocía el presidente del INI (Mercader), funcionase como una empresa privada, ACEHE, 25-1-89, pp. 3-4.
 - 169 ACEHE, 15-2-89, p. 5.
 - 170 Ésta percibía sus ingresos por una tarifa especial que daban como resultado unos productos superiores en 48.000 millones sobre lo que le correspondería de la pura aplicación de los generosos estándares reconocidos por la Administración a esta compañía. Aunque los estándares de Endesa se valoraban, de hecho la Administración le había reconocido un incremento de estándares de 300.000 millones (más que a todo el resto del sector), ACEHE, 1-3-89, pp. 4-5.
 - 171 Fuster le solicitó a Oriol el 14 de marzo que el estudio inicialmente pensado para que fuera realizado por los auditores de las compañías lo realizara directamente Unesa.
 - 172 El director gerente comentó en Hidrola que los primeros resultados apuntaban a que con el MLE el conjunto sectorial salía fortalecido, pero no así su parte privada, «siendo cada día mayor la laguna entre el desarrollo de ENDESA y la situación del círculo privado». ACEHE, 28-6-1989, p. 5. Sobre el nuevo valor adquirido por Endesa, en comparación con el desarrollo del sector privado, también puede verse la descripción realizada por Maestre (1988), pp. 97-116.
 - 173 Las compensaciones entre las dos firmas eran aproximadamente de 50.000 millones anuales. ACEHE, 26-7-1989, p. 4.
 - 174 Una visión sobre los privilegios de Endesa puede verse en Martínez López-Muñoz (1991), pp. 352-370.

- 175 La colocación de sus títulos en los mercados europeos (Zurich, Francfort y Londres) o españoles era compensada con nuevas compras de títulos propios.
- 176 Jorge Frabra Utray, presidente de Red Eléctrica, subrayaba que el debate debía centrarse en soluciones financieras (bancarias) y no industriales, ligadas a la competitividad o la certidumbre institucional. Fabra Utray (1989), p. 62.
- 177 ACEHE, 8-11-1989, p. 9.
- 178 Aranzadi (1991), p. 25.
- 179 Steiner (2000), p. 27, muestra gráficamente la divergente situación actual por la que discurren los diferentes modelos de integración en Europa.
- 180 Según Hidrola e Iberduero, si el modelo europeo se orientaba hacia la separación de negocios como medio de introducir la competencia en la generación, el modelo propuesto permitía contar con un conjunto de empresas generadoras que harían más efectivo el juego de la competencia. Y si el modelo europeo se encaminaba hacia una estructura con empresas verticales excedentarias y deficitarias y generadores independientes completando las necesidades de producción, el modelo propuesto permitiría contar con una variedad empresarial que haría también efectiva la competencia.
- 181 Sobre las diferentes estructuras teóricas del sistema eléctrico, Ortega Jackson (1993), pp. 51-62.
- 182 Una prueba evidente de esta concepción fue el acuerdo de intercambio de energía entre Redesa y EDF donde Redesa sobrepasaba las facultades que le atribuía la ley al disponer de los equipos productores sin disponer de dicha competencia.
- 183 Nocede (1991a).
- 184 Nocede (1991b).
- 185 Su posterior desarrollo aclara la peculiar postura mantenida por la Administración que, de un lado, parecía potenciar un modelo eléctrico desintegrado y, de otro, fortalecía la integración vertical de la empresa pública. Arocena, Kunh y Regibeaus (1999), p. 394.
- 186 ACEHE, 30-4-1991, p. 3.
- 187 El 30 de noviembre de 1992, nuevas compras hicieron que Iberdrola I poseyera el 89,075% del capital social de Iberdrola II.
- 188 S.C. (1991): «Iberduero e Hidrola optaron por la OPA ante las menores cargas fiscales», *El País*, 7 de junio.
- 189 Sobre algunos cambios organizativos derivados del proceso de liberalización, véase Fernández de la Buelga, Escanciano y Riesgo (1995), pp. 87-97.
- 190 Se ocupaban, respectivamente, de producción, gestión de combustibles, comercialización de productos energéticos y prestación de servicios; y de gestión de redes, negocios de gas, telecomunicaciones, ciclo integral del agua y servicios conexos o complementarios a tales negocios.
- 191 Folleto Informativo de la Situación Jurídica, Económica y Financiera, Folleto continuado (modelo RFV) inscrito en los Registros Oficiales de la Comisión Nacional del Mercado de Valores, agosto de 2002.

Bibliografía

- Allende Landa, J. (1975a), «Centrales nucleares», en *Información Comercial Española*, 501, enero, pp. 45-55.
- Allende Landa, J. (1975b), «Análisis económico de las centrales nucleares», en *Información Comercial Española*, 501, enero, pp. 56-71.
- Antolín, F. (2002), «Objectives, Structure and Strategy in Spanish Electricity Supply. The Impact of Regulation», *Proceedings from the 6th Annual Congress of the European Business History Association*, Helsinki, julio, p. 12.
- Antolíndez, S. (1991), «Aspectos contables antes y después del Marco legal estable», en Fernández de la Buelga, L. et al., *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas, Madrid, pp. 255-263.
- Aranceta, J. (1983), «La red de transporte y distribución de energía eléctrica en España peninsular», en *Papeles de Economía Española*, 14, pp. 217-223.
- Aranzadi, C. (1991), «Orientaciones futuras sobre el marco regulador e institucional del sistema eléctrico», en *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas, Madrid, pp. 19-30.

- Ariño Ortiz, G., y López de Castro, L. (1998), *El sistema eléctrico español. regulación y competencia*, Montecorvo, Madrid.
- Arocena, P., y Rodríguez Romero, L. (1996), *La regulación por precios máximos y el crecimiento productivo en la generación termoeléctrica en España*, en Documento de Trabajo, DT 30-98, Dpto. de Gestión de Empresas. Universidad Pública de Navarra, Pamplona.
- Arocena, P., Kunh, K.-U., y Regibeaus, P. (1999), «Regulatory Reform in the Spanish Electricity Industry: a Missed Opportunity for Competition», en *Energy Policy*, 27, pp. 387-399.
- Baigorri, A. (1999), *Del estado depredador a la región sostenible. Efectos de la descentralización política y administrativa en el medio ambiente en España*, Comunicación presentada en la *Conference on The Environmental State Under Pressure: The Issues and the Research Agenda*, organizada por el RC24 de la ISA, Northwestern University, Chicago, 6-7, agosto.
- Baranda, J. L. (1988), «El carbón termoeléctrico en España», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 131-146.
- Beato, P. (1985), «Nueva organización de la explotación del sistema eléctrico en España», en *Economía Industrial*, 243, mayo-junio, pp. 37-44.
- Beato, P. (1988), «Elementos de eficiencia en un sistema eléctrico europeo», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 21-24.
- Berges, A., y Valero, F. J. (1991), «Estructura financiera y mercado de capitales», en Fernández de la Buelga, L. et al., *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas, Madrid, pp. 267-288.
- Chapa, A. (2002), *Cien Años de Historia de Iberdrola. Los hechos*, Iberdrola, Madrid.
- Cortina García, J. (1995), «La planificación energética en España», en *Economía Industrial*, 302, pp. 45-70.
- Dávila Sánchez, C. (1983), «El actual programa nuclear», en *Papeles de Economía Española*, 14, pp. 255-264.
- Documento (1985), «El sector eléctrico en 1984», en *Economía Industrial*, 243, mayo-junio, pp. 137-157.
- Fabra Utray, J. (1986), «Sector eléctrico: costes de generación y restricciones sociales», en *Economía Industrial*, julio-agosto, pp. 65-73.
- Fabra Utray, J. (1989), «El sistema eléctrico español. El transporte de mercancías, una falsa analogía», *El País*, lunes 2 de octubre, p. 62.
- Fabra, J., y Bartolomé, J. I. (1985), «El sector eléctrico: reflexiones sobre aspectos conocidos», en *Economía Industrial*, 243, mayo-junio, pp. 23-36.
- Fernández de la Buelga, I., Escanciano Montoussé, L., y Riesgo Fernández, P. (1995), «Cambios regulatorios en el sector eléctrico e implicaciones estratégicas y organizativas», en *Economía Industrial*, 302, pp. 87-97.
- González del Valle, M. (1988), «Tendencias financieras del sector eléctrico ante el año 1992», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 99-101.
- Iranzo, J. E. (1984), «El sector energético español: realidades y posibilidades», en *Papeles de Economía Española*, 21, pp. 271-287.
- Isusi, C. J. de (1988), «Aproximación a la futura estructura financiera del sector eléctrico», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 103-106.
- Landa y López de Ocariz, A. (1993), «La regulación eléctrica en España: pool y compensaciones», en *Información Comercial Española*, 723, noviembre, pp. 87-97.
- Maestre Miranda, F. (1988), «Análisis de la evolución reciente del sector eléctrico español. Significación de las empresas públicas», en *Economía Industrial*, julio-agosto, pp. 97-116.
- Maestre Miranda, F. (1990), «Regulación en el sector eléctrico español. El sistema tarifario», en *Economistas*, 43, pp. 34-44.
- Magaña Martínez, L. (1983), «Opiniones sobre la política energética», en *Papeles de Economía Española*, 14, pp. 495-502.
- Martínez López-Muñiz, J. L. (1991), «El sector eléctrico en España», en IEE, *Presente y futuro del Sector Eléctrico*, Revista de Estudios Económicos, Madrid, 4, pp. 313-402.
- Mestre, M.^a del C. (1975), «Las tarifas eléctricas en España», en *Información Comercial Española*, 501, mayo, pp. 68-77.
- Miranda Robredo, R. (1990), «Ventajas e inconvenientes de la desregulación en la industria eléctrica. Reflexiones sobre el sistema eléctrico español», en *Economistas*, 43, pp. 16-20.
- Molina, A., y Sanz, R. (1985), «Un indicador mensual del consumo de energía eléctrica para usos industriales», en *Economía Industrial*, 243, mayo-junio, pp. 77-90.
- Nocede, M. A. (1991a), «Endesa pacta la compra de acciones a Fecsa para controlar la firma catalana», *El País*, martes, 12 de febrero, p. 42.
- Nocede, M. A. (1991b), «El BBV estudia promover la creación de una gran empresa eléctrica en torno a Iberduero», *El País*, 19 de febrero.

- OECD (2001), *Historical Statistics, 1970-1999*, París.
- Oriol e Ybarra, I. (1988a), «El sector eléctrico español ante el mercado único europeo», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 29-31.
- Oriol e Ybarra, I. (1988b), «Un marco que abre una nueva época para el sector eléctrico», en *Información Comercial Española*, junio.
- Ortega Jackson, I. (1993), «Modelos de organización de la industria eléctrica», en *Información Comercial Española*, 723, noviembre, pp. 51-62.
- Pinedo Cabezudo, J. (1995), «Las centrales nucleares españolas», en Caro, R. et al., *Historia nuclear de España*, Madrid.
- Reinoso y Reino, V. (1988), «Las tarifas eléctricas en Europa», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 43-61.
- Rodríguez Romero, L. (2001), «Sector eléctrico: el largo camino de la competencia», en *Economistas*, 87, pp. 355-364.
- Rodríguez, J. (1991), «El sistema tarifario español y su influencia en las prácticas contables», en Fernández de la Buelga, L. et al., *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas, Madrid, pp. 249-254.
- Rojas, A. (1995), «La regulación del sector eléctrico español», en Velarde, J., García Delgado, J. L., y Pedreño, A. (dirs.), *Regulación y competencia en la economía española*, Civitas, Madrid, pp. 147-168.
- Steiner, F. (2000), *Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry*, Economics Department, Working Papers, 238, Organisation for Economic Co-operation and Development.
- Torá, J. L. (1983), «La Red Eléctrica Nacional», en *Papeles de Economía Española*, 14, pp. 209-216.
- Torrero, A. (1991), «El comportamiento bursátil del sector eléctrico. Balance de una década», en Fernández de la Buelga, L. et al., *El sector eléctrico español en la Europa de 1993*, Economistas, Madrid, pp. 305-320.
- Trincado, J. (1988), «El sector eléctrico español ante el mercado único europeo», en *Economía Industrial*, mayo-junio, pp. 33-35.
- Valle, M. (1980), «El PEN en el Congreso: un marco para una política energética», en *Papeles de Economía Española*, 1, pp. 201-205.

V

EL PRESENTE
Y EL FUTURO,
1991-2006



MARCO REGULATORIO DESDE LA LOSEN HASTA EL PRESENTE

Pedro Rivero

CATEDRÁTICO DE ECONOMÍA FINANCIERA Y CONTABILIDAD
UNIVERSIDAD COMPLUTENSE
VICEPRESIDENTE DE UNESA

1 LA LIBERALIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.1 EL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN. LOS ANTECEDENTES MUNDIALES

En el año 1981 se dieron en el mundo los primeros pasos hacia la liberalización del sector eléctrico. Chile puso en práctica un modelo regulatorio que incorporaba algunos principios que sirvieron de referencia para que, en la década de los noventa, se iniciara el proceso de liberalización en varios países de América del norte y del sur, Oceanía y Europa.

En nuestro continente, el país que dio los primeros pasos y sirvió como referencia al resto fue el Reino Unido, quien en el año 1990 aprobó la Ley para la liberalización del sector eléctrico en Inglaterra y Gales. Poco después, Noruega primero y el resto de los países nórdicos de forma progresiva se unieron a esta corriente liberalizadora y constituyeron el Nordpool.

Hasta entonces, el suministro eléctrico era considerado un bien de servicio público y en consecuencia, el Estado era el responsable de garantizarlo. Para cumplir con esta obligación, en muchos casos se recurría a empresas públicas mientras que en otros se delegaba esta actividad en empresas privadas aunque reguladas en todas sus actividades.

En general, las empresas estaban verticalmente integradas, es decir realizaban todas las actividades de la cadena del suministro eléctrico, generación, transporte, distribución y comercialización.

Fueron una serie de circunstancias las que hicieron posible el cambio desde el modelo regulado e intervenido por el Estado, a uno liberalizado en el que los agentes actúan según las reglas del mercado.

En primer lugar, a nivel mundial se estaba produciendo un cambio político derivado del debilitamiento de los entonces denominados «países del este», con economías basadas en la planificación centralizada, donde el Estado estaba presente en todas las actividades.

El fracaso del modelo de planificación centralizada potenció el modelo de mercado, en el que se basaban las economías occidentales, que se consolidó como el más eficiente para asignar los recursos disponibles. También se debilitó el papel del Estado como motor de la economía, dando paso a la idea de que la iniciativa privada era más eficiente por lo que se le traspasaron algunas de las actividades que hasta entonces habían sido consideradas como servicio público, entre ellas el suministro eléctrico.

En segundo lugar, se produjeron importantes cambios tecnológicos que propiciaron que la competencia fuera posible. En este sentido, en el sector eléctrico el cambio tecnológico que más influencia tuvo fue el desarrollo de los ciclos combinados. Gracias a sus elevados rendimientos energéticos, a sus menores costes de instalación y reducidos plazos de construcción, ya no era necesario realizar grandes inversiones para obtener beneficios derivados de la economía de escala, lo que propició la aparición de nuevos agentes capaces de competir con los operadores tradicionales.

Por otra parte, el ritmo de crecimiento de la demanda se había ralentizado en relación con el de épocas anteriores, por lo que la preocupación por la garantía de suministro dejó de tener un papel tan relevante adquiriendo un mayor protagonismo la búsqueda de una mayor eficiencia con menores costes de operación y precios más reducidos para el consumo.

El suministro eléctrico, que hasta entonces se había considerado como un servicio integrado, se descompuso en varias actividades, siendo posible introducir criterios de mercado en dos de ellas, la generación y la comercialización. Además, aunque las actividades relacionadas con las redes tienen la consideración de monopolio natural, también pueden contribuir al desarrollo del mercado si se permite que todos los agentes puedan utilizarlas en condiciones reguladas, es decir, se introduce el concepto de «acceso de terceros a la red».

Para que este proceso fuera posible hubo que eliminar la integración vertical de las empresas, constituyendo empresas diferentes para cada una de las actividades y separando las que se realizan en competencia de las que se hacen de forma regulada.

1.2 LA LIBERALIZACIÓN EN LA UNIÓN EUROPEA. LA DIRECTIVA PARA LA CONSTITUCIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD

Uno de los principios intrínsecos a la Unión Europea es la consecución del mercado comunitario. Los aires de liberalización eléctrica que ya se movían en el mundo hicieron que, a principios de los años noventa, la Unión Europea se propusiera que este principio general de mercado también se aplicara a la energía, para lo que era necesario el marco legal de una directiva. Posteriormente se extendió la misma idea al sector del gas.

Con la instauración de un mercado energético se perseguía un doble objetivo. El primero era político. El Tratado de la Unión recoge el derecho de las cuatro libertades de movimiento, un derecho fundamental para la integración comunitaria. Si, tal y como se había definido previamente, la electricidad era un «producto» debería disponer de este derecho y poder circular libremente por todos los países de la Unión. El segundo era económico. Si la Unión Europea quería ser competitiva, tenía que reducir los costes energéticos, muy superiores a los de los Estados Unidos, la economía de referencia. Si se aplicaban criterios de mercado, la producción y consumo de la energía se harían de forma más eficiente y en definitiva, el coste energético disminuiría.

Un primer paso, tímido pero necesario, en la constitución del mercado interior se dio con la publicación en el año 1990 de dos directivas. La primera, sobre tránsitos de electricidad por grandes redes eléctricas, permitía que la electricidad transitara libremente por los Estados miembros. La segunda, sobre transparencia de precios de los consumidores industriales de gas y electricidad, obligó a publicar los precios de estos productos en los diferentes Estados miembros, lo que permitió su comparación presionando a aquellos países que, como España en aquellos momentos, los tenían más elevados.

Pero eran necesarias otras medidas adicionales para crear el mercado interior, y se consideró que el mejor camino era el de la liberalización, tanto de la actividad de generación como de la de comercialización, de manera que los consumidores liberalizados pudieran elegir libremente su comercializador.

Para lograrlo, la Comisión Europea presentó una propuesta de directiva para la constitución del mercado interior de la electricidad en la que se proponía una liberalización progresiva y parcial del mercado, ya que solamente se extendía a los clientes de mayor consumo.

El proceso de tramitación fue largo —duró seis años— y complejo, al enfrentarse dos concepciones muy diferentes del mercado eléctrico. Por un lado, los países que, como Francia y en aquellos momentos España, eran partidarios de conservar el sistema tradicional en el que el suministro eléctrico era considerado como un servicio público, introduciendo mínimos conceptos de mercado. Por el otro, los países que, como

el Reino Unido, eran partidarios de extender progresivamente la aplicación de los criterios de mercado.

A este problema se añadían otros. Así, siempre existe en la Unión Europea un equilibrio inestable entre la armonización, es decir la aplicación de normas comunes comunitarias, y la subsidiariedad, el poder de los Estados miembros para cumplir las normas comunitarias con normativas nacionales, que no siempre se resuelve de forma satisfactoria. También existían intereses económicos contrapuestos entre los diferentes Estados miembros y dentro de éstos entre los diferentes sectores, empresas eléctricas o consumidores.

Finalmente la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad fue aprobada en diciembre de 1996 y entró en vigor en febrero de 1997, estableciendo que debía estar traspuesta a legislación nacional, aunque con excepciones para algunos Estados miembros, dos años después, es decir en febrero de 1999.

A la aprobación de esta directiva eléctrica, siguió la aprobación, en junio de 1998, de otra directiva semejante para la creación del mercado interior del gas.

Las complejas negociaciones habían llevado a que el texto de la directiva eléctrica fuera excesivamente ambiguo, sin plantear ningún modelo regulatorio determinado. Establecía en su lugar unos mínimos que permitían llegar a una apertura suficiente y con efectos equivalentes en todos los Estados miembros. La propia directiva ya preveía una revisión en el año 2006.

A pesar de estos problemas, la directiva fue un hito importante en el proceso de liberalización ya que, por un lado, hizo que todos los Estados miembros abrieran sus mercados para cumplir con los mínimos que establecía, y por otro, siguiendo la política comunitaria de los pequeños pasos, marcó una tendencia que influyó notablemente en los procesos de liberalización que se estaban realizando en los mismos, contribuyendo a darles un impulso en un proceso que resultó irreversible.

En efecto, pronto se vio que en el proceso de trasposición la mayor parte de los países iban más allá de lo que la propia directiva establecía, mientras sólo unos pocos se limitaban a cumplir con los mínimos establecidos.

Sin embargo, también se vio rápidamente que el avance general hacia la liberalización en los distintos Estados miembros no implicaba una mayor integración entre los mercados. La falta de capacidad en muchas de las interconexiones eléctricas existentes entre ellos, así como la falta de regulación sobre los peajes de los tránsitos internacionales o el tratamiento de las congestiones, hizo que no aumentara como se esperaba el intercambio de electricidad entre los Estados miembros.

Como dijo entonces la Comisión Europea, el objetivo final de la directiva no era conseguir quince mercados eléctricos más o menos liberalizados, sino un verdadero mercado interior de la electricidad.

El Consejo Europeo de Lisboa celebrado en marzo del 2000 aprobó la denominada «Estrategia de Lisboa» con la que se pretendía hacer que la economía de la Unión Europea fuera, al final de la década, la más competitiva del planeta para lo que, entre otras cosas, se acordó avanzar en los procesos de liberalización de varios sectores, entre ellos el energético.

En definitiva, cuando sólo había transcurrido un año desde la trasposición de la directiva, se decidió dar un nuevo impulso al proceso de liberalización del sector energético, gas y electricidad y un año después, en marzo de 2001, la Comisión Europea presentaba dos propuestas de directiva, una para gas y otra para electricidad, que modificaban sustancialmente las anteriores. También presentó un reglamento de acceso a las interconexiones para el comercio transfronterizo de electricidad que recogía muchos de los acuerdos que se habían logrado hasta la fecha en el Foro de Reguladores de Florencia, instituido por la Comisión para avanzar en la integración de los mercados eléctricos en Europa.

2 EL MARCO REGULATORIO DE LA LIBERALIZACIÓN EN ESPAÑA

2.1 LA LOSEN COMO PRIMER INTENTO

Las tendencias de liberalización que se estaban llevando a la práctica en muchos países, tanto de Europa como del resto del mundo, pronto tuvieron su eco en España. Pero la poca experiencia que se tenía sobre el funcionamiento del nuevo modelo suscitó fuertes dudas a la Administración energética, por lo que la reforma que se propuso fue muy tímida desde el punto de vista de la liberalización.

En diciembre de 1994 se publicó la Ley 40/1994 de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional (LOSEN) cuyo objetivo fundamental era garantizar la seguridad del suministro eléctrico, al menor coste posible y con una calidad adecuada. Estos tres objetivos son los que tradicionalmente inspiran la regulación de los sectores y se conservaron en la ley posterior.

La ley establecía la división del Sistema Eléctrico Nacional en dos sistemas, el Integrado y el Independiente.

Las actividades del sistema integrado conservaban la calificación de servicio público, responsabilidad que recaía en el Estado, aunque podían ser ejercidas por particulares. Establecía, para antes de finales de 2000, la separación jurídica y contable de actividades, de forma que permitiera remunerar adecuadamente cada una de ellas. La retribución

se hacía con cargo a tarifas que se determinaban mediante un sistema de costes reconocidos. La generación quedaba sometida al régimen de autorización.

En el sistema Independiente era donde se trataba de introducir un cierto grado de liberalización ya que se permitía la libertad de instalación así como la operación económica, pero se limitó a un reducido número de instalaciones señaladas por la Administración. La energía se podía intercambiar entre los agentes en condiciones libremente pactadas. Se establecía el acceso de terceros a la red.

Incorporó, adaptándolos al nuevo contexto, los principios generales de la explotación unificada, considerando esta actividad como un servicio público que debía ser realizado por una sociedad de mayoría pública.

La LOSEN también introdujo algunas novedades de gran interés para el sector eléctrico: creó la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional que asumió, entre sus competencias, el sistema de compensaciones que hasta entonces era realizado por Ofico, organismo que desapareció en diciembre de 1998 y designó a Red Eléctrica como responsable de la gestión de la explotación unificada del Sistema Eléctrico Nacional a la vez que abrió su capital, de forma parcial, a la participación de las empresas.

Asimismo, en su disposición adicional octava, declaró la paralización definitiva de las centrales nucleares en moratoria reconociendo a los titulares una compensación por las inversiones realizadas y por el coste de financiación en una cuantía de 712.000 millones de pesetas, que sería recuperada en un plazo de veinticinco años, a través de un porcentaje anual de la recaudación por tarifas que no superaría el 3,54% permitiendo que los propietarios pudieran titular la deuda, lo que hicieron en 1996 destinándolo a reducir el endeudamiento y sanear las empresas. Este porcentaje ha permanecido fijo hasta el año 2005 en el que se ha reducido al 3,04%.

La LOSEN apenas tuvo desarrollo reglamentario puesto que pronto se vio que no era capaz de realizar la reforma que el sector necesitaba y que tampoco cumplía con la Directiva Comunitaria sobre el mercado interior de la electricidad que en aquellos momentos ya se encontraba en una fase avanzada de tramitación. Además, creaba una dicotomía excesiva entre el sistema Integrado y el Independiente, dificultando el desarrollo del primero y provocando serias dudas sobre el funcionamiento del segundo. Asimismo no fomentaba la entrada de nuevas instalaciones eficientes, ya que exigía planificación para las instalaciones de generación en un momento en que había exceso de capacidad en el sistema.

Tuvo sin embargo la gran virtud de ser la primera ley que estructuraba de forma conjunta todas las actividades del sector eléctrico.

2.2 EL PROTOCOLO ELÉCTRICO

Tras el cambio de gobierno resultante de las elecciones de 1996, la nueva Administración apostó por un modelo eléctrico más acorde con los sistemas liberalizados que se iban imponiendo en todo el mundo y con los requisitos de la directiva eléctrica comunitaria.

Para ello, promovió un proceso de negociación con las empresas eléctricas que dio como resultado que el 11 de diciembre de ese año, el Ministerio de Industria y Energía, por un lado, y por otro las compañías eléctricas Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa, Sevillana y Fecsa, a las que posteriormente se unió Hidrocanábrico, firmaran el denominado «Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional».

En su exposición se manifestaba la voluntad del Ministerio de propiciar una mayor liberalización, asegurando la competencia entre las empresas y tomando las medidas oportunas para garantizar el menor coste de la energía eléctrica.

Los puntos de referencia en los que se basaban los acuerdos fueron la LOSEN y la «posición común» que el Consejo de la Unión Europea había logrado en julio de 1996 sobre la directiva eléctrica comunitaria y que se publicó de forma casi simultánea con el protocolo.

En el protocolo se establecían las bases operativas que debían regir el funcionamiento de todas las actividades del sistema eléctrico, se indicaba cómo se debían formar los precios, se definían las funciones de las nuevas figuras del Operador del Mercado y del Sistema y se establecía el calendario de liberalización de los clientes. Todos estos criterios fueron recogidos en la ley tal y como se comenta posteriormente.

También definía un período transitorio, desde 1998 hasta el 2007, con un compromiso de reducción de las tarifas para, tal y como se dice en la exposición de motivos, «participar del esfuerzo colectivo de los diferentes agentes económicos para la consecución de los objetivos fijados en relación con la Unión Monetaria Europea», es decir cumplir con los criterios de Maastricht para la constitución de la moneda única. Así se acordó una reducción del 3% en las tarifas de 1997, un 2% en las de 1998 y un 1% en las de 1999, 2000 y 2001.

Las empresas firmantes se comprometieron a no formar parte del capital del resto de las empresas, con la salvedad de la participación que Endesa tenía en Sevillana y Fecsa.

El Protocolo constituyó una serie de grupos de trabajo para el desarrollo de los criterios contemplados. Estuvieron formados por el Ministerio (que era el convocante), la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, las empresas firmantes, Red Eléctrica y otros agentes implicados. Sus conclusiones fueron presentadas en la primera mitad de 1997 y sirvieron para que la Administración redactara el anteproyecto de ley y su reglamento.

2.3 LA LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO Y SU DESARROLLO REGLAMENTARIO

Puesto que los criterios establecidos en el protocolo contaban con un amplio consenso, el trámite parlamentario fue muy rápido y así, el 27 de noviembre se aprobaba la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (LSE).

En ella se establecen los mismos objetivos que ya recogía la LOSEN, esto es, garantizar el suministro eléctrico, garantizar su calidad y que se realice al menor coste posible, a los que se añade el de la protección al medio ambiente.

Su desarrollo reglamentario fue en algunos aspectos muy rápido ya que en diciembre de ese mismo año se aprobaron varios Reales Decretos sobre el procedimiento de liquidaciones, puntos de medida y organización del mercado de producción. Sin embargo fue más lento en temas como la organización general de las actividades de transporte y distribución o el tratamiento de los sistemas extrapeninsulares, y aún está pendiente de completar en ciertos aspectos como la metodología para la retribución de la actividad de distribución.

Los principios básicos que la LSE y su desarrollo reglamentario establecen son los siguientes:

Actividad de generación

Se reconoce la libre instalación sometida al régimen de autorización y se organiza su funcionamiento bajo el principio de libre competencia por lo que desaparece la planificación vinculante. Su retribución económica se basa en el mercado de producción. Diferencia dos tipos de actividades: el «régimen ordinario», en el que la retribución vendrá dada por el mercado mayorista, y el «régimen especial», que puede disponer de retribución adicional bajo ciertas condiciones.

Mercado de producción

Los productores de energía pueden efectuar sus ofertas al operador del mercado o pueden hacer contratos bilaterales con agentes compradores, aunque de hecho, esta última alternativa prácticamente no se ha desarrollado al no recibir los generadores que forman parte de dichos contratos el ingreso de garantía de potencia. En el primer caso, se presentan ofertas horarias de producción y precio que se aceptan, empezando por las más baratas, hasta cubrir la demanda. El precio de casación lo fija la última oferta aceptada. Existen además cuatro mercados intradiarios que permiten ajustes de ofertas y demanda más cercanos a la hora real. Se liberaliza el acceso a las energías primarias, con una normativa especial para el carbón autóctono. El mercado de producción se convierte en el eje fundamental sobre el que pilota todo el proceso de liberalización ya que, al actuar libremente, proporciona las señales de precio adecuadas

tanto a los inversores para que afronten las inversiones necesarias para satisfacer la demanda, como para que el consumo pueda hacer una utilización eficiente de la energía. Adicionalmente a los ingresos por venta de energía, los productores reciben también el «pago por garantía de potencia», siempre y cuando oferten al mercado organizado y funcionen unas determinadas horas al año.

Régimen especial

Está mayoritariamente compuesto por instalaciones de cogeneración y energías renovables que para realizar su actividad necesitan de una retribución mayor que la que obtendrían por el mercado. Puede elegir entre vender su energía en el mercado mayorista con una prima sobre el precio del mercado, o bien suministrarla directamente al sistema a un precio establecido reglamentariamente.

Actividad de transporte

Es una actividad que se caracteriza por ser un monopolio natural, en la que se garantiza el libre acceso de terceros a la red pagando un peaje que establece de forma regulada el Gobierno. Es la única actividad sujeta a planificación centralizada y vinculante. Su retribución se fija administrativamente.

Actividad de distribución

Es también una actividad de monopolio natural por lo que se garantiza el libre acceso de terceros a la red pagando un peaje que establece el Gobierno a través de las tarifas. Su retribución se fija administrativamente.

Actividad comercial

Se define la figura del cliente cualificado como aquel que puede elegir libremente, o bien entre los diferentes comercializadores, o bien permanecer a tarifa integral. Se establecía un proceso gradual de liberalización de forma que en el año 2007, diez años después de la entrada en vigor de la ley, todos los consumidores adquirieran dicha condición. La actividad comercial es realizada por los distribuidores para los clientes a tarifa integral y por los comercializadores libres para los clientes cualificados que deciden elegir comercializador. La realidad ha hecho que se hayan acortado los plazos de liberalización de la LSE y que desde el 1 de enero del 2003 todos los clientes tengan la condición de cualificados.

Separación de actividades

Con el fin de garantizar la transparencia, se establece la separación jurídica entre las actividades reguladas (transporte, distribución y venta a tarifa) y no reguladas (generación y suministro libre).

La LSE también hizo referencia a otros aspectos importantes para el sector, tales como ratificar y actualizar la moratoria nuclear, modificar el Consejo de Seguridad Nuclear, reconocer los costes de transición a la competencia (CTCs), anticipar el Plan de Fomento de las Renovables, etc.

3 LOS PRINCIPALES AGENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

3.1 EL REGULADOR INDEPENDIENTE

Es habitual que en los procesos de liberalización de los sectores anteriormente regulados, se proponga la figura del regulador independiente que tiene como misión velar por el correcto funcionamiento del modelo sectorial.

La LOSEN creó la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional (CSEN) como ente regulador del Sistema Eléctrico. Posteriormente la LSE ratificó esta figura que pasó a denominarse Comisión Nacional del Sistema Eléctrico (CNSE), ampliando sus competencias en materia de solicitud de información y resolución de conflictos y ampliando la composición de su Consejo de Administración.

Finalmente la Ley 34/1998 de Hidrocarburos, constituyó un nuevo regulador independiente, la Comisión Nacional de la Energía (CNE) que, tras un período transitorio en el que coexistieron ambos organismos, sustituyó definitivamente a la CNSE a partir del 7 de abril del 2000, y extendió sus competencias a los sectores de electricidad, gas e hidrocarburos líquidos.

La CNE es el ente regulador de los sistemas energéticos que tiene como objetivo velar por la competencia efectiva y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento en beneficio de los sujetos que operan en el sistema así como de todos los consumidores. Es un organismo público, con personalidad jurídica y patrimonio propio, con plena capacidad para obrar. Tiene dos Consejos Consultivos, uno para la electricidad y otro para los hidrocarburos, en los que participan representantes de las Administraciones Central y Autonómicas, de las empresas del sector, de consumidores y usuarios y otros agentes sociales.

Sus competencias son, en general, más limitadas que las que suelen tener sus semejantes europeos. Entre sus funciones se pueden destacar las consultivas, normativas, presentación de propuestas e informes, ejecutivas o de gestión, de defensa de la competencia, resolución de conflictos, inspectoras y de incoación de expedientes sancionadores.

3.2 EL OPERADOR DEL SISTEMA

La figura del Operador del Sistema, como responsable de la gestión técnica del mismo, es clave en el proceso de liberalización ya que es quien garantiza la continuidad y seguridad del sistema eléctrico y la correcta coordinación de la producción y el transporte para posibilitar el tránsito de la energía entre productores y distribuidores, garantizando en

tiempo real el equilibrio entre producción y consumo. En consecuencia, debe actuar en estrecha coordinación con el Operador del Mercado

La LSE indicó que esta actividad debe ser ejercida por Red Eléctrica, sociedad a la que también asignó las funciones de Gestor de la Red, es decir el responsable del desarrollo y ampliación de la red de transporte, así como de su mantenimiento y mejora. Además Red Eléctrica ejerce también la actividad de transportista aunque la LSE establece que debe haber separación contable entre la actividad de operación técnica y la de transporte.

La independencia del Operador del Sistema es fundamental para garantizar su objetividad y transparencia. Por este motivo, la propia LSE ya establecía límites a la participación de las empresas eléctricas en su accionariado, que no podían superar de forma individual el 10% y conjuntamente el 40%. Posteriormente la Ley 53/2003 redujo la participación máxima individual al 3% y finalmente, entre las medidas para el fomento de la productividad que se han aprobado en 2005, el límite se ha establecido en el 1%. Puede decirse por lo tanto, que su independencia respecto de los agentes que realizan el resto de las actividades eléctricas está garantizada.

3.3 EL OPERADOR DEL MERCADO

El Operador del Mercado es el responsable de la gestión económica del sistema, es decir, de la gestión de las ofertas de compra y venta de energía. Entre sus funciones se pueden destacar la de recepción de las ofertas de compra y venta de energía, su casación, la determinación de los precios finales y la coordinación con el Operador del Sistema y las liquidaciones de las operaciones efectuadas.

Para realizar esta actividad, la LSE preveía una sociedad mercantil en la que, de forma análoga al Operador del Sistema y para garantizar su independencia, se establecieran los mismos límites máximos en su accionariado a las empresas que participan en el sector eléctrico. Se constituyó así el Operador del Mercado Eléctrico (OMEL) que, aunque mantiene sus siglas, recientemente ha cambiado su nombre por el de «Operador del Mercado Ibérico de la Energía. Polo Español» para adaptarse al futuro Mercado Ibérico de Electricidad.

Existe también un Comité de Agentes del Mercado, constituido por dieciocho miembros que representan a todos los agentes que operan en el mercado, y cuya finalidad es supervisar su funcionamiento.

4 LA TRANSFORMACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

El cambio de un sistema regulado a uno liberalizado siempre trae como consecuencia cambios importantes que afectan tanto al propio sector eléctrico como a cada una de las empresas que participan en él.

Esto es lo que le ha ocurrido al sector eléctrico español en los pocos años que lleva en vigor la LSE. Muchos cambios son semejantes a los que se han producido en otros países que han tenido procesos similares y otros son más específicos del sistema español.

A continuación se analizan los más importantes.

4.1 LA PRIVATIZACIÓN DE LAS EMPRESAS DE CAPITAL PÚBLICO

Muchos países, cuando han realizado el proceso de liberalización de diferentes sectores, han privatizado las empresas públicas que participaban en ellos, ante la evidencia de que la iniciativa privada es más eficiente que la pública y en consecuencia está más capacitada para competir en el mercado.

Pero además, en el caso español se conseguían dos beneficios adicionales: por un lado el económico, ya que con la venta de estas empresas se conseguían unos ingresos adicionales para poder reducir el déficit público y cumplir así los criterios de convergencia económica comunitaria (criterios de Maastricht); por otro, se evitaba que la Administración pudiera hacer un trato discriminatorio entre las empresas si al mismo tiempo era juez (regulador) y parte (empresa).

En España, el proceso de privatización de Endesa se realizó en varias etapas que comenzaron en 1994 y finalizaron en 1998, si bien el Estado mantiene de forma temporal la denominada «Golden Share» que le permite un cierto grado de control sobre las decisiones que puedan tomar.

4.2 LA REESTRUCTURACIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS ESPAÑOLAS

La acción conjunta de dos factores explica la reestructuración profunda que han experimentado las empresas eléctricas españolas. Por un lado, la propia LSE obliga a una separación jurídica entre las diferentes actividades eléctricas, por lo que tienen que adaptarse a la

nueva normativa. Por otra parte, algunas de las actividades pasan de actuar en un sistema regulatorio basado en el reconocimiento de costes, a otro competitivo, lo que les obliga a realizar importantes esfuerzos de reducción de sus costes para aumentar su competitividad.

La presión de la competencia hace que la mejora de la eficiencia y productividad sea un objetivo principal en todas las actividades. Todos los ratios de productividad utilizados en los análisis de las empresas han mejorado.

4.3 LA REESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR

Otra forma de ganar en competitividad es buscar sinergias con otros agentes lo que incentiva la fusión, amistosa u hostil, entre ellos. Las fusiones entre empresas se hacen frecuentes, adquiriendo un tamaño mayor que, al menos en teoría, les permite por un lado, reducir costes generales y aumentar la capacidad para competir en otros mercados, y por otro, protegerse de posibles adquisiciones no deseadas.

En España se iniciaron los procesos de concentración cuando se estaba gestando el proceso de liberalización. Tal es el caso de la constitución de Iberdrola a partir de la fusión de Iberduero e Hidroeléctrica Española en el año 1991 con el fin de ganar tamaño ante una reorganización impuesta y complementar favorablemente sus sistemas productivos y de mercados de clientes.

Posteriormente, durante los años 1993 y 1994 hubo una importante reestructuración a través del intercambio de activos que permitieron delimitar de forma clara los grupos empresariales que iban a participar en el futuro.

Así, Sevillana en 1993, e Iberdrola en 1994, vendieron una participación del 25% en Guadisa a la Empresa Nacional de Córdoba (Eneco) y posteriormente Sevillana vendió su participación en Eneco a Endesa.

En 1994, Iberdrola vendió a Enher su participación en Hidroeléctrica de Cataluña, quedándose con la parte de los activos nucleares.

Endesa hizo la fusión por absorción de Viesgo en 1994. Acabó por tener mayoría absoluta en Fecsa y Sevillana en 1996 para, en noviembre de 1998, proceder a la fusión por absorción de todas sus filiales.

Una vez hecha esta reestructuración, han sido numerosos los intentos por cambiar la estructura empresarial aunque la mayor parte de ellos no han llegado a término.

En 1998, Iberdrola y Electricidade de Portugal (EDP) firmaron un acuerdo de alianza estratégica con el objetivo de fortalecer sus posiciones competitivas en los mercados ibérico e iberoamericano. Implicaba un intercambio accionarial por el que Iberdrola pasó a ser el mayor accionista de EDP. El acuerdo se rompió en 2002 aunque Iberdrola mantiene su participación en EDP.

En marzo de 2000 Unión Fenosa presentó una OPA sobre el 100% del capital de Hidrocantábrico que no llegó a materializarse.

A finales de 2000, Endesa e Iberdrola iniciaron un proceso de integración amistosa que no llegó a culminar por las condiciones impuestas por el Gobierno, el Tribunal de Defensa de la Competencia y la CNE.

A primeros de 2001, se producen una serie de OPAs para la adquisición del 100% del capital de Hidrocantábrico que tuvieron como protagonistas a las empresas EDP (Portugal), RWE (Alemania) y EnBW (también alemana pero controlada por EDF). Como resultado de las mismas la empresa pasó a estar inicialmente controlada por EDP (39,5%), EnBW (34,6%) y Caja Astur (17,5%) para, posteriormente en 2004, quedar todo el control en manos de EDP.

También en 2001 Endesa adquirió la empresa de generación italiana Elettrogen constituida a partir de activos de ENEL y posteriormente adjudicó a esta empresa la sociedad Nueva Viesgo, operación que fue definitivamente realizada en enero de 2002.

En el primer trimestre de 2003, Gas Natural lanzó una OPA hostil sobre el total de las acciones de Iberdrola. La CNE denegó su autorización en su resolución de 30 de abril.

4.4 EL PROCESO REAL DE LIBERALIZACIÓN

El 1 de enero de 1998 se ponía en funcionamiento el mercado mayorista y los clientes cualificados, que en aquel momento eran únicamente los de consumo anual superior a 15 GWh, pudieron ejercer su derecho a elegir su comercializador.

La liberalización real de los clientes se hizo de una forma progresiva. Ante la falta de experiencia previa, hubo que ir haciendo reajustes de la normativa para resolver los problemas que se iban presentando. A pesar de ello, el cambio se llevó a cabo sin ningún incidente importante de suministro y de forma más rápida de lo inicialmente establecido.

Al comienzo del proceso, durante la primera mitad de 1998, los consumidores cualificados prácticamente no hicieron uso de su derecho de elección. Tanto las tarifas reguladas como la estructura de las de acceso a la red, no dejaban margen para que obtuvieran beneficios de su salida al mercado, por lo que la mayor parte optó por permanecer en el sistema de tarifas reguladas. Para solucionar este problema, apenas transcurridos seis meses desde el comienzo de la liberalización, se adoptaron una serie de medidas que entraron en vigor en 1999: se redujeron un 25% las tarifas de acceso, se disminuyó en un 77% el pago por garantía de potencia a los clientes cualificados y se adelantó el calendario de liberalización. Como consecuencia de las mismas, muchos clientes cambiaron al sistema liberalizado y a finales de 1999 el 25% de la energía se suministraba ya en el mercado libre.

El calendario de elegibilidad contemplado inicialmente en la LSE se fue adelantando en sucesivos pasos. Así, a partir del 1 de octubre de 1999 eran cualificados todos los clientes de consumo anual superior a 1 GWh, en julio de 2000 lo eran todos los clientes conectados en alta tensión y finalmente, desde el 1 de enero de 2003, todos los clientes, incluidos los domésticos, pueden elegir suministrador, tal y como estableció el RD Ley 6/2000.

4.5 LA GLOBALIZACIÓN

El movimiento de liberalización de los mercados eléctricos se produce de forma simultánea en muchos países del mundo, en un movimiento de globalización en el que cualquier agente puede instalarse en cualquier mercado liberalizado. Surge así un movimiento de doble dirección.

En España, nuevos agentes comienzan a hacer su aparición en el mercado atraídos por el proceso de liberalización. Mientras unos lo hacen construyendo instalaciones de generación propias o comercializando la energía que compran en el mercado, otros, como hemos visto antes, lo hacen a través de las adquisiciones de empresas españolas. En la actividad de generación eléctrica, más compleja desde un punto de vista técnico y que requiere mayores inversiones, existen unos veinte agentes mientras que en la de comercialización, que no requiere un alto grado de especialización, el número de agentes es superior a sesenta. Asimismo existen catorce agentes externos que realizan su actividad de compra o venta de energía desde otros países.

Por su parte, la mayor competitividad de las empresas eléctricas españolas les permite competir con empresas extranjeras en los mercados que se encuentran en procesos de liberalización semejantes al de España y que, en muchos casos, incluyen privatizaciones de las empresas nacionalizadas. Así, durante la década de los noventa, las empresas eléctricas españolas realizaron importantes inversiones exteriores, especialmente en países de Latinoamérica, y en menor medida en los comunitarios y en los de los antiguos países del este que estaban empezando a hacer su transición a economías de mercado.

4.6 LA INTEGRACIÓN DE LOS SECTORES DEL GAS Y ELECTRICIDAD

En la actividad de generación, los ciclos combinados se convirtieron en la única alternativa de expansión gracias a sus altos rendimientos energéticos y sus buenas prestaciones medioambientales. El consumo de gas natural ha crecido rápidamente con la expansión del parque y las empresas eléctricas se han convertido en grandes consumidores de gas lo que

les ha permitido, con el fin de diversificar riesgos, introducirse en la cadena de suministro de este combustible. De manera análoga, las empresas de gas, que disponen del combustible principal para la generación de electricidad, se han introducido en la actividad eléctrica, dando un paso más en la cadena productiva y diversificando asimismo sus riesgos.

La electricidad y el gas son energías complementarias en el consumo final. Si los agentes comercializadores disponen de ambos productos, pueden presentar a sus clientes una oferta más completa a la vez que obtienen una importante reducción de los costes con su comercialización simultánea.

En España, entre los nuevos agentes eléctricos cabe destacar a Gas Natural, que se ha convertido en un actor importante en las actividades de generación y comercialización, mientras que por su parte, las empresas eléctricas tradicionales se han convertido en los principales nuevos agentes en las actividades de aprovisionamiento y comercialización de gas.

4.7 AMPLIACIÓN DE LA ACTIVIDAD COMERCIAL A OTROS PRODUCTOS

El estrecho margen de la actividad de comercialización hace que, en un primer momento, las empresas busquen un valor añadido en la comercialización de productos como el gas, las telecomunicaciones o el agua, los dos primeros sometidos también a un proceso de liberalización. Al principio fueron muchas las empresas eléctricas que tomaron participaciones en empresas que suministraban estos productos, lo que les permitía presentar ofertas conjuntas con todos ellos. Sin embargo, y sobre todo como consecuencia del desplome que experimentaron en bolsa al principio de la década de 2000 los valores de telecomunicación, las empresas eléctricas pronto volvieron a su negocio tradicional incorporando el suministro de gas con el que, como se ha dicho anteriormente, se encuentran fuertes sinergias. Posteriormente, la propia evolución natural de la actividad de comercialización les ha llevado a ampliar su oferta de productos, unas veces relacionados con el propio negocio como es el de las energías verdes o la comunicación por redes eléctricas, y otras con temas más ajenos como pueden ser la seguridad, la climatización, etc.

4.8 LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Si el objetivo prioritario de la LSE es garantizar el suministro eléctrico, puede afirmarse que, con la excepción de algunos incidentes que posteriormente se detallan, este objetivo se ha conseguido plenamente.

Quizás, el problema más importante que tuvo el proceso de liberalización en los distintos países en los que se ha implantado, se produjo en California en el año 2000 y se conoce como la Crisis de California. En realidad, fueron varios los errores que se cometieron al liberalizar su sistema eléctrico siendo el principal que los precios en el mercado mayorista no se trasladaban al cliente final, con lo que creció en exceso el consumo a la vez que no se invertía en nueva capacidad, lo que dio lugar a una situación de desabastecimiento.

El marco regulatorio de California se había tomado como referencia para definir algunos aspectos del modelo español y la citada crisis hizo que en España y en otras partes del mundo, se levantara muchas voces que indicaban que un sistema liberalizado era incompatible con la garantía de suministro. Una vez pasado el susto inicial, pronto se demostró que los temores eran infundados.

También en Europa se produjeron incidentes importantes en el verano de 2003, siendo el de Italia el que tuvo una mayor repercusión. Como respuesta a estos incidentes, la Comisión Europea presentó a finales de ese año una propuesta de directiva sobre seguridad de suministro eléctrico, recientemente publicada, que pretende hacer compatible la liberalización con la garantía de suministro.

En España, a pesar del elevado incremento de la demanda que se ha registrado desde el comienzo de la liberalización, sólo se han producido algunos incidentes puntuales de menor importancia que han estado motivados por condiciones climáticas adversas que han coincidido con la indisponibilidad de algunas instalaciones de generación y que en su momento provocaron interrupciones parciales de suministro. Otros incidentes de muy diversa naturaleza han sido los ocasionados por problemas locales de las instalaciones de distribución pero que, a pesar de la fuerte repercusión social que han tenido algunos de ellos, no son representativos de la situación general del sistema ya que el TIEPI, un indicador de la calidad de suministro, ha evolucionado favorablemente desde el comienzo de la liberalización.

Hay varios aspectos regulatorios relacionados con la seguridad de suministro que se deben resaltar.

Uno es el denominado «pago por garantía de potencia», ya citado anteriormente, por el que las instalaciones reciben una cantidad de dinero en función de su disponibilidad. Dicho pago permite mantener activas algunas instalaciones cuya presencia no se justificaría por estrictos criterios de mercado y que de esta manera contribuyen a mejorar la seguridad de suministro. Además su presencia puede ayudar a rentabilizar nuevas inversiones al tener garantizada una parte de su retribución. Curiosamente este pago se ha ido reduciendo en sucesivas fases desde 1,3 pts/kWh (0,78 €/kWh) en 1998 cuando en el sistema había sobrecapacidad, a las 0,80 pts/kWh (0,48 €/kWh) que se mantienen desde julio de 2000, cuando el margen de reserva era estrecho.

Otro aspecto es el referido a la Planificación Eléctrica. En el año 2002 el Ministerio presentó un plan sobre las infraestructuras de transporte de gas y electricidad para el período 2002-2011, en el que se establece una planificación vinculante para estas instalaciones de transporte y se hacen previsiones de consumo y de cobertura, estas últimas de forma no vinculante como corresponde a un sistema liberalizado en el que existe libertad de instalación. En el año 2005 se está realizando una actualización de dicho plan.

Finalmente debe citarse el importante desarrollo reglamentario dirigido a mejorar la calidad de suministro de la red de distribución que establece reglamentariamente valores mínimos de calidad, tanto a nivel zonal (TIEPI), como a nivel del cliente individual, y que van acompañados de penalizaciones en caso de incumplimiento.

4.9 LOS CTCs

Uno de los temas más polémicos en el sector está siendo el de los denominados Costes de Transición a la Competencia (CTCs).

Conceptualmente están universalmente aceptados ya que tienen por objeto garantizar la estabilidad financiera de las empresas eléctricas frente al riesgo de que, al abandonar un modelo regulatorio que garantizaba sus ingresos, el MLE, el modelo de mercado, en el que los precios se establecen de forma competitiva, pueda poner en riesgo la recuperación de las inversiones ya realizadas. Prácticamente en todos los países en los que se ha dado un cambio semejante, de una manera u otra se ha previsto algún sistema de garantía de ingresos para lo que en la terminología anglosajona se han denominado *stranded cost* (costes varados).

El problema se planteó a la hora de su cuantificación y de definir su forma de recuperación.

Los criterios más importantes para establecer los CTCs quedaron recogidos en el Protocolo Eléctrico en el que se indicaba que, durante un período transitorio de diez años (1998-2007), las empresas firmantes percibirían una cantidad máxima que se calculó como el Valor Actualizado Neto (VAN) de la diferencia entre los ingresos garantizados a las instalaciones por el MLE y la cuantía que se esperaba iban a percibir a través del mercado con el nuevo modelo de competencia. Este valor inicial fue reducido en un 32,5% para tener en cuenta las posibles mejoras de eficiencia que podrían conseguir las empresas en el mercado.

Como resultado de todo ello, el valor total inicial asignado a los CTCs totales del sector fue de 1.988.561 millones de pesetas que incluían dos conceptos, los denominados CTCs tecnológicos del equipo de generación y los CTCs reconocidos al carbón nacional

(1 pta/kWh generado) que se destinaban a conseguir que este carbón fuera competitivo con el de importación y cuya cuantía total para el período 1997-2005 (Plan de la Minería), se estimó en 295.276 millones de pesetas.

Otra salvaguarda establecida fue la de considerar que, si el precio del mercado superaba las 6 pts/kWh inicialmente estimadas como precio del mercado, este exceso se deduciría de la deuda reconocida a las empresas por los CTCs pendientes de percibir.

Los cálculos para llegar a estas cantidades se recogen en la memoria económica aneja al Anteproyecto de Ley y se tuvo en cuenta para ello la evolución más probable de las variables que influían en su cálculo, tales como demanda eléctrica, precio del dinero, etc.

Asimismo, dada la dificultad para hacer una valoración precisa de los CTCs, se contempló su revisión, junto con la del modelo general, en el año 2002.

El sistema que inicialmente se fijó para su recuperación fue el llamado «sistema por diferencias», que consistía en que cada año se percibiría una cantidad económica igual a la diferencia entre los ingresos percibidos por la venta de energía a tarifa y el coste del resto de las actividades del sector. Con este sistema, que debería estar vigente durante todo el período establecido, las empresas percibirían una cantidad que nunca podría superar a la cuantía reconocida.

La LSE reconoció la existencia de los CTCs en su Disposición Transitoria Sexta recogiendo los acuerdos del protocolo y estableciendo también el período máximo de diez años para su cobro.

La aplicación de los criterios establecidos en la ley pronto fueron objeto de modificación.

Así, en el año 1998, en el curso de las negociaciones anteriormente mencionadas entre las empresas y la Administración dirigidas a dar un impulso al proceso de liberalización, y ante la duda de que dicha aceleración pudiera alterar el cobro de los CTCs inicialmente previsto, se estableció un nuevo sistema.

La Ley 50/98 modificó la Disposición Transitoria Sexta de la LSE. Dicha modificación consistía en una rebaja del 20% de la cuantía inicial de CTCs tecnológicos reconocidos (la denominada «quita», con un importe aproximado de 250.000 millones de pesetas) a cambio de establecer un porcentaje fijo en la tarifa, el 4,5%, que se destinaba al cobro garantizado del 80% de la nueva cantidad reconocida, quedando el 20% restante para su cobro por el sistema de «diferencias».

A la parte de CTCs asociada al porcentaje fijo de tarifas se la consideró como Cuota con Destino Específico, pudiendo los titulares de los derechos realizar su cesión a un Fondo de Titulización de Activos sujeto a las condiciones de autorización que estableciera el Gobierno.

Este cambio abrió un importante debate político ya que la CNSE emitió un informe en el que indicaba que la titulización era contraria a la legislación vigente.

Se completaba el informe con las condiciones en que se debía hacer en el caso de que finalmente se aprobara.

Por su parte, la Comisión Europea consideró en julio de 1999, que el régimen de CTCs españoles no estaba contemplado directamente en la directiva de normas comunes por el mercado interior de la electricidad, por lo que debían examinarse desde el punto de vista de Ayudas de Estado. Finalmente, el 25 de julio de 2001, aprobó las normas genéricas a aplicar en relación a los CTCs de los distintos países y, entre otros, autorizó con algunas salvaguardas el correspondiente al sistema español.

Mientras tanto, y con el fin de garantizar esta aprobación por Bruselas, la Administración española introdujo una nueva reforma en el proceso de cobro de los CTCs volviendo al régimen anterior de cobros por diferencia, anulando de hecho la posibilidad de titulización, sin restituir la quita realizada, por lo que se volvía al sistema inicial con la única diferencia de la reducción de la cuantía de CTCs reconocida. Los CTCs, contaron en el momento de su aprobación con el apoyo de todos los agentes Sin embargo, en estos momentos existen diferencias respecto a su necesidad y su efecto en los mercados.

Por un lado, las hipótesis iniciales que se utilizaron para calcular la cantidad total de los CTCs, en cuanto a horas de utilización de las instalaciones, vida operativa, precios del mercado, precios del dinero, etc., han variado sustancialmente, por lo que las cantidades pendientes de percibir (excluidas el exceso de las 6 pts/kWh), son cuestionadas por los agentes. Por otro lado, se ha producido la venta de activos de generación que han producido plusvalías. Además, los diferentes coeficientes de aportación de las empresas a la cobertura del déficit tarifario que se puede presentar como consecuencia de una OM que se publicó en 2002, introducen una nueva distorsión en las condiciones iniciales de cálculo que habían sido pactadas y aceptadas por todos los agentes. Finalmente, el sistema de liquidación por diferencias ha demostrado que interfiere en la correcta formación de los precios del mercado mayorista.

Todo ello ha llevado a solicitar que se realice la revisión que estaba previsto hacer en 2002 y que todavía sigue pendiente, y ha llevado también a que en el año 2005, el Gobierno haya decidido aplazar temporalmente su liquidación, hasta que se decida una solución definitiva.

4.10 EL RÉGIMEN ESPECIAL

El régimen especial ha tenido en España un crecimiento que podría calificarse de espectacular y que le ha llevado a ser el segundo país con mayor potencia instalada en energía eólica y a ser un referente mundial tanto en la explotación de estos parques como en la fabricación de los propios equipos.

Su desarrollo había comenzado antes del proceso de liberalización. En el año 1980, la Ley de Conservación de la Energía fomentó la autogeneración y la producción de pequeñas centrales hidroeléctricas. Posteriormente, el Plan Energético Nacional PEN 1991-2000 estableció un programa de incentivación de la cogeneración y de las energías renovables para intentar pasar del 4,5% de la cuota de producción que existía en 1990 al 10% en 2000. Para ello, se autorizaba a que estas instalaciones pudieran verter a la red sus excedentes a un precio establecido, que fomentaba este tipo de generación ya que se situaba entre un 75% y un 97% por encima del de producción de las empresas eléctricas. En diciembre de 1994, se modificó este precio que pasó a estimarse en función del «coste evitado al sistema a largo plazo».

En esas mismas fechas, la LOSEN dejó consolidado el concepto de «régimen especial». Tal y como se ha dicho anteriormente, la LSE confirmó el régimen especial y estableció como objetivo a conseguir que en el año 2010, el 12% de la demanda de energía primaria debería ser aportada por fuentes de energía renovables.

Dentro del desarrollo de la LSE, en diciembre de 1998, se publicó un RD en el que se establecían los requisitos necesarios para acogerse al régimen especial, las condiciones de entrega de la energía generada, así como las primas para los distintos tipos de instalaciones y energía primarias. En definitiva permitió que estas instalaciones pudieran elegir entre incorporar su energía excedentaria al sistema a un precio establecido o participar en el mercado de producción cobrando una prima adicional al precio del *pool*.

Un año después fue aprobado el Plan de Fomento de Energías Renovables en el que se estableció la estrategia para desarrollar este tipo de energías de manera que se pudiera cumplir con el objetivo que establecía la LSE. El plan marcaba unos objetivos para cada uno de los tipos de energías renovables así como los incentivos que se aportaban.

Finalmente, en 2002, se publicó un nuevo real decreto con una reforma en el sistema de primas que incentivaba la participación de las instalaciones en régimen especial en el mercado de producción y establecía las obligaciones de información sobre la programación de sus producciones a corto plazo y la responsabilidad de su incumplimiento.

Este mismo año, el documento de Planificación de Infraestructuras de los Sectores de Electricidad y Gas modificaba los objetivos del Plan de Fomento, elevando sensiblemente las perspectivas de nueva potencia a instalar en producción eólica.

A pesar de que el desarrollo de las energías renovables ha sido muy elevado, se está muy lejos de conseguir el objetivo establecido en la LSE. Esto se debe a que por un lado, el crecimiento se concentra exclusivamente en el desarrollo de las energías eólicas mientras que el resto de las tecnologías prácticamente no han experimentado ninguna variación, y por otro, a que el crecimiento de la demanda ha sido tan alto que el de las renovables sólo ha bastado para cubrir una parte del mismo.

Por su parte, el sector de la cogeneración ha pasado por diferentes etapas. A una fase inicial de alto crecimiento, producido por las buenas condiciones económicas que ofrecía el marco regulatorio, ha seguido una segunda fase de ralentización motivada por una elevación del precio del gas, el combustible mayoritariamente empleado por estas instalaciones, que disminuía su margen de rentabilidad. En la actualidad, la mejora de las condiciones técnicas de los equipos de cogeneración, así como el interés por mejorar la eficiencia energética del país, está produciendo un nuevo impulso pero centrado en aquellas instalaciones que ofrecen mejores rendimientos energéticos.

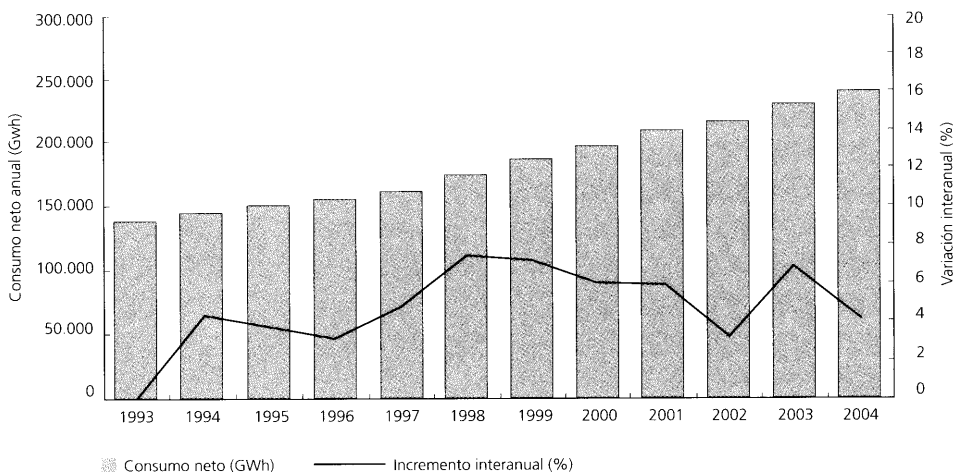
Por otra parte, la normativa española debe todavía adecuarse a los requisitos impuestos en las dos Directivas Comunitarias que tratan sobre estas tecnologías, una sobre renovables y la segunda sobre cogeneración.

4.11 EL CARBÓN NACIONAL

Hasta el año 1996 el extracoste del carbón nacional en relación con el de importación era incluido como un coste más entre los costes de combustible reconocidos por el MLE. Ese año, se modificó el procedimiento para incluirlo como una partida específica dentro de un nuevo concepto de ayudas a la minería que se consideraba dentro del cálculo de la tarifa. En 1998 y con el fin de adecuar el proceso a la normativa comunitaria sobre Ayudas de Estado, se eliminó esta partida y se sustituyó por otra de la misma cuantía, que era recaudada a través de un impuesto de la electricidad. Dicho impuesto, que actualmente continúa vigente, ha variado su finalidad ya que, a medida que se han ido reduciendo las ayudas a la minería y se ha ido aumentando el consumo, el saldo positivo de los ingresos ha ido creciendo y se ha trasladado su gestión a las Comunidades Autónomas, que lo consideran como un ingreso más para sus presupuestos generales.

Las ayudas al carbón nacional también han sido consideradas en el cálculo de los CTCs, en los que se ha reservado una cantidad para atender dos conceptos de coste, una partida destinada a los stocks de carbón para compensar los costes financieros de los stocks almacenados en el momento del cambio regulatorio y otra, como se ha mencionado anteriormente, de 1 pta/kWh, para cubrir las diferencias de precio entre el carbón nacional y el importado, de las cantidades efectivamente consumidas en el período 1997-2005 (Plan de la Minería).

GRÁFICO 1 Demanda



Fuente Unesa.

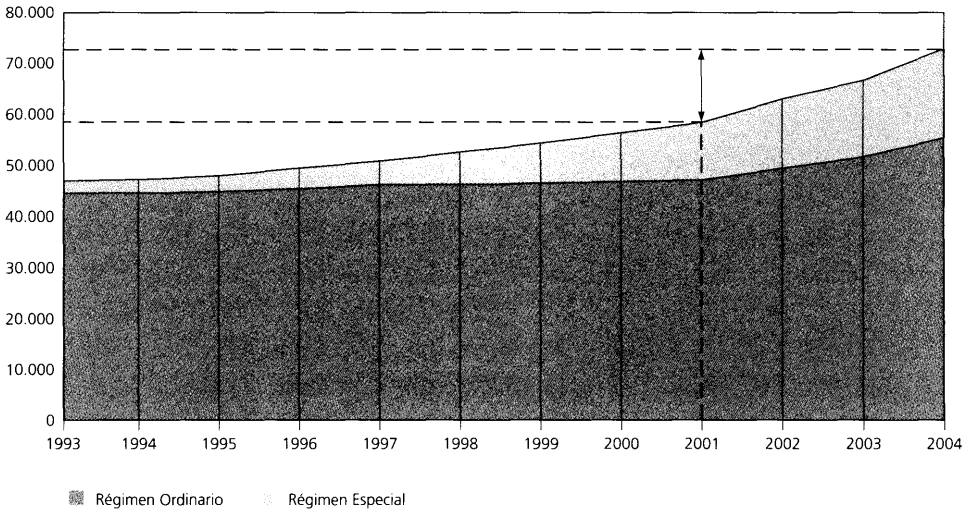
5 LA EVOLUCIÓN DE LAS PRINCIPALES VARIABLES DEL SECTOR ELÉCTRICO (PERÍODO 1993-2004)

5.1 DEMANDA

Coincidiendo con la entrada en vigor de la liberalización del sector, el consumo de energía eléctrica en España experimenta tasas de crecimiento muy superiores a las que tienen los países más avanzados de la Unión Europea y que se mantienen en la actualidad.

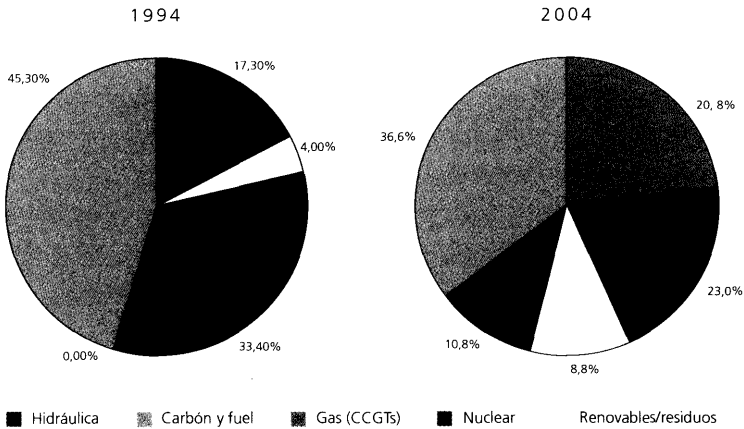
Este crecimiento es debido principalmente al importante crecimiento económico que España experimenta en esta época y a la correspondiente elevación del nivel de vida de los ciudadanos. Pero sin lugar a dudas, también influye la fuerte disminución de los precios de la electricidad que impulsa tanto el consumo final como el derivado del aumento de la competitividad de las empresas.

GRÁFICO 2 Evolución de la potencia instalada en España, 1993-2004



Fuente Unesa.

GRÁFICO 3 Estructura de la producción por fuente energética



Fuente Unesa.

5.2 POTENCIA INSTALADA

La evolución del parque generador ha sido diferente según se hable del régimen especial o del ordinario.

En el momento de la transición al modelo liberalizado, el sistema era excedentario, pues acababa de terminar un importante ciclo inversor realizado en aplicación de los Planes Energéticos y al mismo tiempo se había producido una recesión económica que había motivado una ralentización del crecimiento de la demanda.

Por este motivo, el régimen ordinario prácticamente no crece hasta el año 2001 en que se empiezan a incorporar nuevas instalaciones basadas casi exclusivamente en ciclos combinados de gas. El fuerte crecimiento de la demanda, la recuperación económica de las empresas y el propio proceso de liberalización que estimula la aparición de nuevos agentes, explican esta evolución.

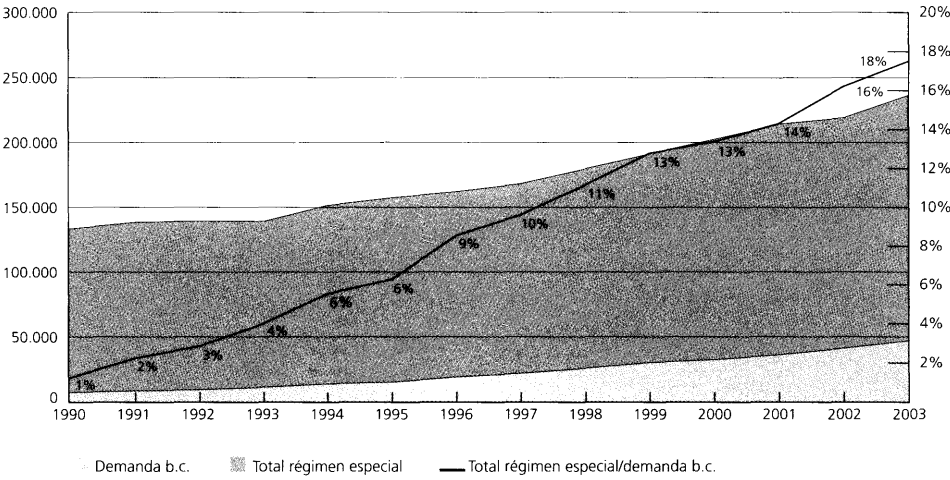
Por su parte, el régimen especial que se analiza a continuación, tiene un crecimiento continuo durante todo el período.

Como consecuencia, la estructura del parque de generación experimenta una fuerte transformación en la que las tecnologías tradicionales van perdiendo cuota de participación en favor de otras nuevas como los ciclos combinados y régimen especial, tal y como se refleja en los gráficos siguientes.

5.3 RÉGIMEN ESPECIAL

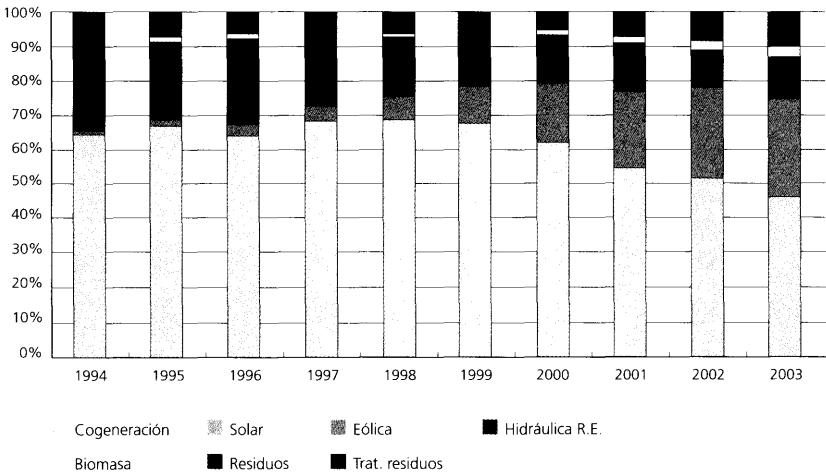
El crecimiento de la tasa de participación del régimen especial en la generación de energía ha sido muy importante ya que ha pasado del 4% en 1993 al 18% en 2003. Sin embargo este desarrollo ha sido muy diferente para las diferentes tecnologías que componen este régimen. Así, mientras la cogeneración tuvo importantes crecimientos en la fase previa a la liberalización, después se estancó debido principalmente a la reducción de las primas y al incremento de los precios del gas. Su lugar ha sido ocupado por las energías renovables, sobre todo por la eólica, que gracias, por un lado, al desarrollo de la tecnología que ha permitido reducir sus costes y, por otro, a una política que ha incentivado su instalación, ha permitido que España se encuentre a la cabeza de los países con mayor potencia instalada en esta tecnología y que a nivel empresarial, Iberdrola ocupe el primer puesto. El resto de las tecnologías de renovables prácticamente no han experimentado ningún progreso, unas porque su coste de instalación todavía no las hace competitivas a pesar de la prima, otras, como la minihidráulica, porque los emplazamientos disponibles están muy saturados y finalmente otras como la biomasa, porque requieren una política de promoción más compleja.

GRÁFICO 4 Evolución anual de la demanda bruta y la energía vendida por el régimen especial en España



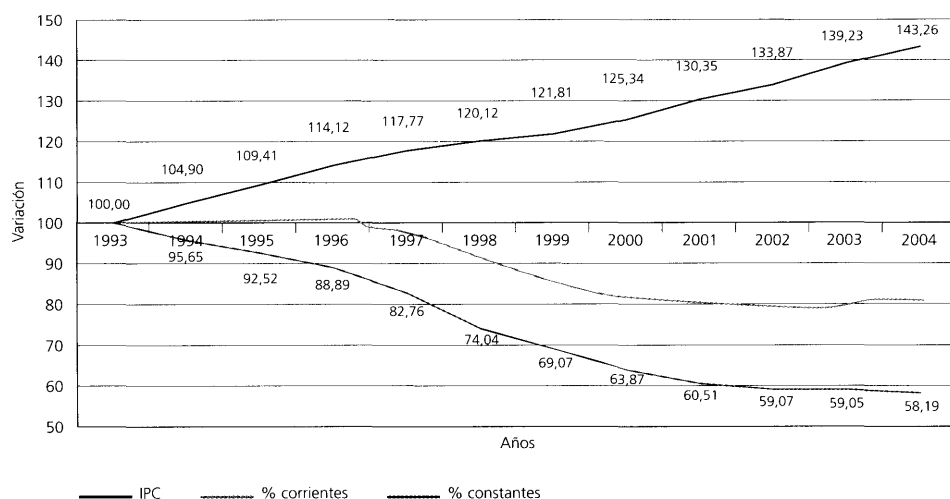
Fuente CNE.

GRÁFICO 5 Composición energía régimen especial



Fuente CNE.

GRÁFICO 6 Evolución acumulada del precio medio de la electricidad, 1993-2004
(base 100=1993)



Fuente: CNE.

5.4 PRECIOS

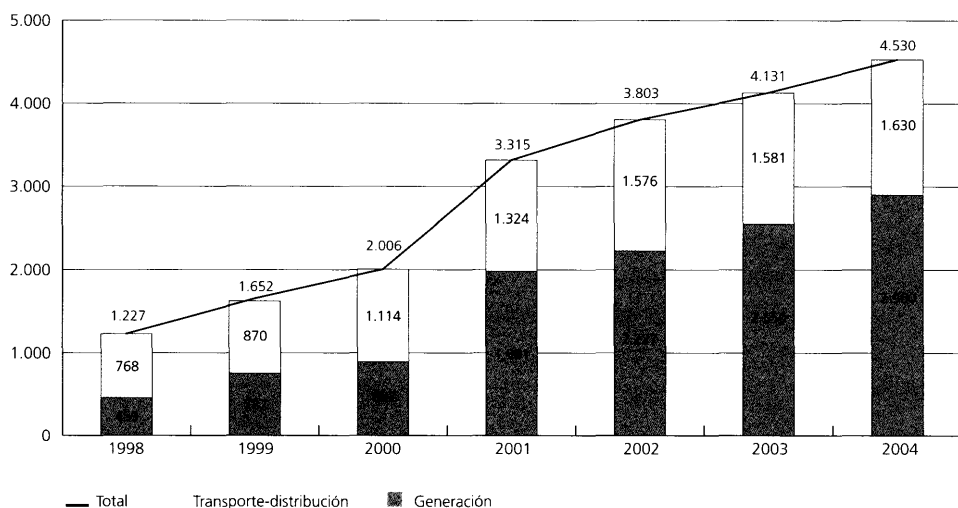
La implantación progresiva del sistema liberalizado hace que el concepto de tarifas, un precio establecido por la Administración, se vaya sustituyendo por el de precios, que se acuerdan libremente entre el suministrador y el cliente.

No obstante, la existencia de la tarifa media o de referencia permite conocer la evolución de los precios oficiales de la electricidad.

A la vista de la misma puede afirmarse que la reducción de los precios ha sido muy importante tanto en términos corrientes como en constantes. En los primeros años, la reducción de las tarifas fue mayor que la acordada en la firma del protocolo. A partir de 2002, las tarifas de la electricidad cambian la tendencia descendente para empezar a experimentar aumentos, pero siempre inferiores a los del índice de precios al consumo.

Como consecuencia de esta reducción, los precios de la electricidad en España han pasado de encontrarse entre los más altos de los países de la Unión Europea a estar entre los más bajos, por lo que puede afirmarse que, desde este punto de vista y al menos en España, se ha conseguido uno de los objetivos buscados por la liberalización.

GRÁFICO 7 Evolución de las inversiones de las empresas de Unesa realizadas en activos eléctricos nacionales (millones de euros)



Fuente: Unesa.

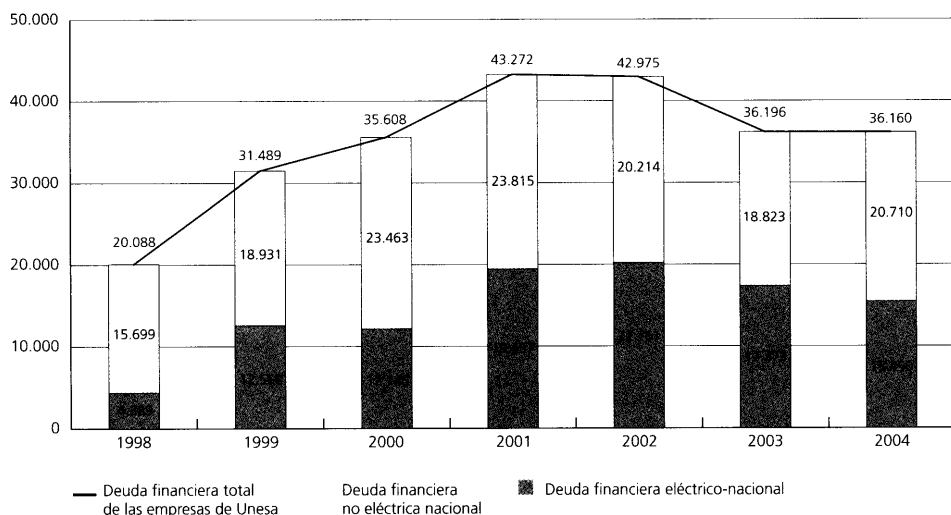
La opción que tienen los clientes cualificados españoles de poder permanecer en tarifa integral choca contra el propio criterio de mercado ya que la tarifa, aprobada por procedimientos administrativos, se convierte en una referencia artificial contra la cual tienen que competir todos los comercializadores.

5.5 INVERSIÓN Y DEUDA

Uno de los grandes temores que se tenían al comienzo del proceso de liberalización era que, ante su incertidumbre, no se realizaran las inversiones necesarias.

Una vez más, la realidad ha demostrado que los temores estaban infundados ya que se ha dado un fuerte impulso al proceso inversor, tanto en instalaciones de generación, motivado por el fuerte incremento de la demanda, como en distribución, para poder satisfacer la demanda creciente y mejorar la calidad de suministro.

GRÁFICO 8 Evolución de la deuda financiera de las empresas de Unesa
(millones de euros)



Fuente: Unesa.

6 EL FUTURO PRÓXIMO

Las iniciativas regulatorias ya aprobadas o en vías de aprobación así como las preocupaciones y tendencias actuales permiten hacer una aproximación general a lo que puede acontecer en el sector eléctrico español en los próximos años.

Puede afirmarse que la actividad del sector eléctrico va a estar condicionada por la acción de tres variables fundamentales: la consolidación del mercado interior comunitario de la energía, la seguridad de suministro eléctrico y el desarrollo sostenible.

Estas tres variables interactúan entre sí de manera que las acciones que se realizan en una repercuten, positiva o negativamente, en las otras. La importancia relativa de cada una de ellas varía muchas veces en función de causas externas al propio sector, como puede ser el abastecimiento en el mercado mundial de las energías primarias.

A continuación se hace una valoración de la influencia de estas tres variables en el futuro próximo del sector eléctrico español.

6.1 EL MERCADO INTERIOR COMUNITARIO

6.1.1 La segunda Directiva eléctrica

Como se ha dicho anteriormente, en marzo de 2001, la Comisión Europea presentó dos propuestas de directiva, para gas y electricidad respectivamente, que modificaban sustancialmente las anteriores y con las que pretendía dar un nuevo impulso al mercado interior de la energía a través de una mayor liberalización. También presentó una propuesta de reglamento para el acceso a redes para los tránsitos transfronterizos de electricidad, aspecto que se había visto que era necesario regular con objeto de facilitar los intercambios internacionales e integrar los mercados nacionales.

La tramitación de lo que se denominó paquete de liberalización energética fue, en esta ocasión, más rápida pero no por ello más sencilla, ya que se volvieron a enfrentar las dos posturas anteriores, las partidarias del mercado y las del servicio público.

El Consejo Europeo de Barcelona celebrado en 2002 bajo presidencia española, fue determinante para lograr el consenso necesario. En él se acordó que en marzo de 2004, todos los clientes no domésticos deberían estar liberalizados. A cambio se reforzaban las obligaciones de servicio público para, entre otras cosas, garantizar una protección a los pequeños consumidores. También se acordó que, con el fin de disminuir las limitaciones físicas al intercambio de electricidad, debería haber una capacidad mínima de interconexión entre Estados miembros del 10% de la potencia instalada.

En el proceso final de tramitación se extendió la liberalización a todos los clientes, incluidos los domésticos. Finalmente, en junio de 2003 se publicó la Directiva 2003/54/CE, que debería estar traspuesta a normativa nacional el 1 de julio de 2004. También se publicó ese mismo día la directiva equivalente para el gas y el reglamento de tránsitos internacionales de electricidad.

La nueva directiva tiene como objetivo consolidar el mercado interior. Avanza en el proceso de liberalización ya que estableció que en 2007 todos los clientes podrán elegir suministrador a la vez que refuerza las obligaciones de servicio público. Fija también nuevos requisitos dirigidos a garantizar la independencia de los gestores de red. Con la obligación de informar sobre el origen de la electricidad que consume, sienta las bases para que el consumidor pueda, a través de su capacidad de elección, tener una participación más activa en las decisiones empresariales sobre la composición del parque de generación.

No ha transcurrido todavía el tiempo suficiente para hacer una valoración de las consecuencias que puede tener su aplicación, sobre todo si se tiene en cuenta que no la han traspuesto todos los países. Pero no cabe la menor duda de que la Unión Europea sigue considerando que la liberalización del sector eléctrico es el mejor medio para lograr la eficiencia.

En el caso de España, su aplicación no va a tener las mismas consecuencias para el sector que las que tuvo la directiva anterior ya que la situación actual cumple con los requisitos regulatorios más importantes. Quizás, los cambios más importantes vengan de la propia integración de los mercados.

6.1.2 El Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL)

La consolidación del mercado interior de la electricidad se irá haciendo de una forma progresiva, a medida que se vayan eliminado los obstáculos de todo tipo que lo impiden, entre los que los más importantes siguen siendo las diferencias regulatorias y las limitaciones en la redes de interconexión.

Un primer paso se dará con la integración de los mercados nacionales en mercados regionales, para que a su vez éstos se vayan integrando entre sí hasta constituir el mercado único.

Con este objetivo, el 14 de noviembre de 2001 los ministros responsables de Portugal y España firmaron el protocolo de colaboración para la creación del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), que debería estar en funcionamiento el 1 de enero de 2003.

Sin embargo, la realidad acabó imponiéndose. Existían numerosos problemas que impedían que en tan corto espacio de tiempo pudiera constituirse el MIBEL. Entre ellos estaban las grandes diferencias entre los sistemas regulatorios de ambos países que impedían que los agentes pudieran actuar en igualdad de condiciones, el diferente grado de apertura de ambos mercados eléctricos y las débiles interconexiones eléctricas entre los dos sistemas.

En las diferentes cumbres hispano-lusas se han firmado convenios para impulsar la constitución del mercado y los trabajos de los diferentes agentes están dando como resultado avances significativos. Por un lado se han ajustado las figuras de los Operadores de Mercado y los Operadores de los Sistemas para que sean compatibles en el MIBEL. Por otro, las regulaciones de ambos países han ido convergiendo, de modo que el mercado eléctrico portugués ya se encuentra abierto totalmente y dentro del ámbito técnico, se ha aumentado la capacidad de interconexión entre ambos países.

Aún así, quedan todavía problemas por resolver hasta conseguir un funcionamiento efectivo y pleno del MIBEL. Cuando sea una realidad, el mercado de referencia habrá cambiado y los agentes que actúan en él, empresas y clientes, deberán actuar con criterios diferentes a los que utilizan actualmente.

La integración del MIBEL en el resto del mercado europeo, va a requerir de más tiempo, ya que un paso imprescindible para que sea una realidad es el aumento de la capacidad de interconexión con Francia.

6.2 LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

El desarrollo económico y el bienestar de la sociedad que lleva emparejado exigen que el suministro energético sea realizado con unos altos niveles de fiabilidad y calidad. Los incidentes en el suministro eléctrico ponen de manifiesto tanto los problemas que la falta de suministro eléctrico ocasiona a una sociedad cuyo desarrollo y bienestar depende de él, como las elevadas pérdidas económicas que ocasiona en el proceso productivo.

Garantizar, dentro de lo razonable, la seguridad del suministro, es hoy en día un requisito imprescindible en toda política energética. Así se ha venido reflejando tanto en las directivas comunitarias como en las diversas leyes nacionales, incluida la LSE.

Que todos los consumidores, especialmente los más desfavorecidos, dispongan de un suministro eléctrico adecuado en calidad y precio es considerado un derecho en las sociedades avanzadas que se recoge en la propia normativa que obliga a proporcionarlo.

Para garantizar el suministro eléctrico es necesario garantizar todo el proceso de la cadena de suministro, desde el abastecimiento de energías primarias hasta la existencia de las instalaciones necesarias para producir la electricidad y llevarla hasta los consumidores finales.

En el caso de España, país que prácticamente no dispone de energías primarias, garantizar su abastecimiento debe ser una de las prioridades de cualquier Administración. Las alternativas viables pasan tanto por la diversificación de las materias primas y fuentes de abastecimiento como por la máxima utilización de los escasos recursos autóctonos, entre los que se encuentran las energías renovables y el fomento del ahorro y la eficiencia energética, que van a verse potenciados.

Para que se construyan las instalaciones que, dentro de unos niveles de seguridad y calidad, garanticen el suministro, es necesario que el marco regulatorio cree las condiciones adecuadas que permitan a los inversores realizarlas. En el caso de las actividades que actúan en competencia, es el propio mercado el que da las señales económicas adecuadas a los inversores. En las actividades reguladas, es el regulador el que establece de forma transparente la retribución de las inversiones prudentemente incurridas.

6.3 EL DESARROLLO SOSTENIBLE

El concepto de desarrollo sostenible definido en la Conferencia de Río de Janeiro celebrada en 1992, se ha convertido en la referencia obligada a la hora de definir las políticas de todos los países, sectores y empresas.

De los tres ámbitos de actuación que comprende, la sostenibilidad económica, social y medioambiental, es esta última la que más va a condicionar la actuación futura del sector eléctrico, especialmente en la actividad de generación.

A medida que la sociedad se va desarrollando, quiere elevar su calidad de vida y evitar los daños que puedan causarse al entorno y a la salud de las personas, lo que se traduce en una preocupación creciente por la protección medioambiental y en unas exigencias mayores en el control de la contaminación que se reflejan en una numerosa normativa legal.

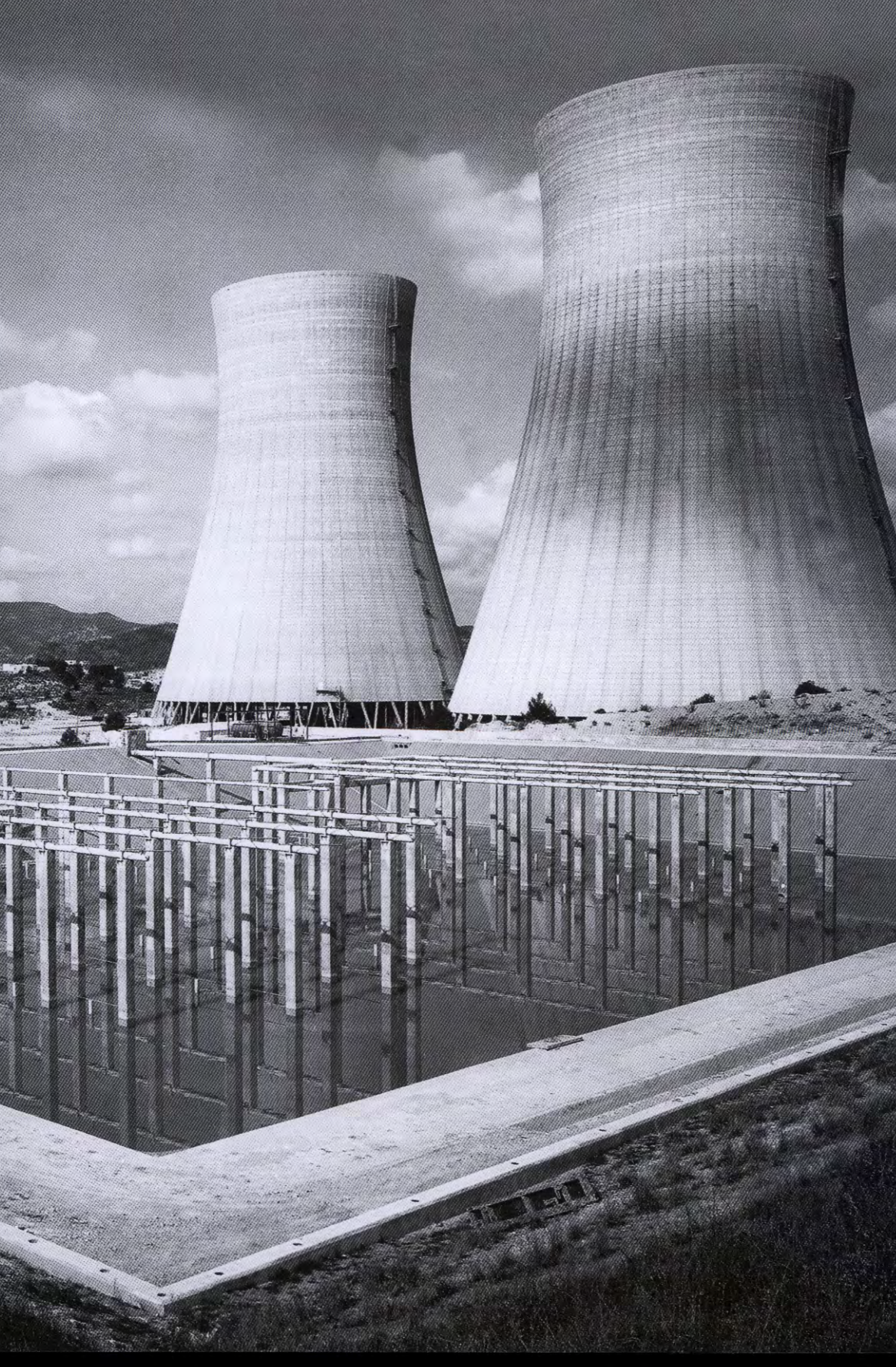
Uno de los ejemplos más representativos y que mayor repercusión va a tener en los próximos años en todos los sectores industriales, entre ellos el eléctrico, es sin lugar a dudas la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto contra el cambio climático que tendrá su período de aplicación entre 2008 y 2012 pero que ya está ejerciendo su influencia con la puesta en marcha en 2005 del comercio comunitario de derechos de emisión. También va a tener mucha incidencia la próxima aplicación de la normativa relativa a la reducción de las emisiones ácidas (NO_x, SO₂, partículas).

La aplicación de éstas y otras normativas medioambientales está cambiando las reglas de juego en las que tradicionalmente se han movido las empresas eléctricas, que han tenido que adaptarse al nuevo entorno. La puesta en práctica del principio de «el que contamina paga» supone la aparición de un nuevo coste, el medioambiental, cuya internalización hace que la competitividad de las instalaciones menos contaminantes mejore en relación con las que más emiten.

La demanda social por unas mejores condiciones medioambientales se traduce así, a través de la normativa, en una presión económica que producirá una transformación en el parque de generación hacia la utilización de tecnologías menos contaminantes. Todo ello influye tanto en las limitaciones que se tiene a la hora de explotar las instalaciones como en los procesos de toma de decisión de las empresas a la hora de definir sus estrategias futuras incluyendo las nuevas inversiones. Pero también supone una nueva oportunidad de negocio y una forma de diferenciar la estructura del parque de generación y el producto que pueden ofrecer a sus clientes, por ejemplo a través de las energías verdes.

Pero el desarrollo sostenible también nos obliga a hacer un uso correcto de la energía, poniendo freno a un consumo desmesurado por encima de su capacidad de renovación que ponga en peligro el desarrollo de generaciones futuras por lo que el ahorro y la eficiencia energética serán temas prioritarios en todas las políticas energéticas y recibirán un importante impulso tanto desde el propio mercado como desde iniciativas de todos los Gobiernos. El Plan de Eficiencia Energética Español (E4), ya aprobado pero pendiente de aplicar, es un ejemplo de estas iniciativas.

Las energías renovables, que prácticamente no producen emisiones y que por su propia naturaleza no se agotan, también van a jugar un papel importante en el desarrollo sostenible.



HISTORIA DE LA EMPRESA DESDE 1991 HASTA 2001

José Antonio Garrido Martínez

DOCTOR INGENIERO INDUSTRIAL. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
CONSEJERO DELEGADO DE IBERDROLA 1991-1993. VICEPRESIDENTE DE IBERDROLA

Ignacio Francisco Javier Herrero Sorriqueta

INGENIERO INDUSTRIAL. ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES DE BILBAO
DIRECTOR GENERAL Y CONSEJERO DELEGADO DE IBERDROLA 1993-2001.
VICEPRESIDENTE DE IBERDROLA

1 LA FUSIÓN DE IBERDUERO E HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA

1.1 SITUACIÓN DE LAS COMPAÑÍAS IBERDUERO E HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

El primer intento de fusión entre Hidrola e Iberduero se produjo ya en 1989, resultando fallido por varias razones, entre otras la oposición del Ministerio de Industria y la de los bancos accionistas, en concreto el Banco Español de Crédito y el Banco Central, que se mostraban partidarios de una fusión entre Hidrola y Fenosa. Además, en el seno de otro accionista, el Banco Bilbao Vizcaya, no existía un criterio uniforme en cuanto a una eventual concentración empresarial ya que se planteaba, por una parte, la fusión entre Hidrola e Iberduero y, por otra, la fusión entre esta última y Sevillana.

En el año 1990 el Ministerio de Industria estaba preparando un nuevo diseño del sector eléctrico, descrito en detalle por el ministro en diversos actos públicos, ante el que las compañías eléctricas privadas mostraban gran prevención.

En octubre de dicho año dos eran los temas fundamentales en el entorno del sector:

- La reestructuración sectorial propuesta por el ministro Aranzadi en Santander durante el mes de agosto en los cursos de la Universidad Menéndez Pelayo. Dicha propuesta, hecha a partir del informe McKinsey pretendía dos cosas fundamentales: por una parte, se pretendía agrupar a las empresas eléctricas generadoras en tres grupos y dejar a Endesa como cabeza del más importante. Por otro lado y de acuerdo con ello, se quería sustituir la estructura vertical del sector, de empresas generadoras/distribuidoras, por una horizontal, con la separación contable de ambas actividades, todo lo cual llevaba a la consiguiente segregación de activos. La propuesta del Gobierno para la creación de un sector eléctrico con estructura horizontal abría la puerta a ciertas fusiones que consolidarían la posición hegemónica de Endesa y le dotarían del mercado que no poseía.
- La negociación entre Endesa e Hidroeléctrica Española para comprar aquella a esta última, Hidruña y una parte de Cofrentes y poder mitigar los daños que le causaba la regulación sectorial a Hidrola, así como afrontar las consecuencias de fuertes inversiones de los ochenta que daban un cuadro complicado para la compañía privada.

Mientras tanto, se produjo también la operación de toma del control de Fecsa por Endesa, que ya había tomado anteriormente una participación en Sevillana en el verano de 1998.

Hay que recordar que desde 1988 regía en el sector el llamado Marco Legal Estable (MLE). Era un sistema retributivo que, en resumidas cuentas, beneficiaba a la empresa pública Endesa y castigaba por sus coeficientes de remuneración a las demás compañías, especialmente a aquellas que tenían en su estructura de generación potencia hidráulica, (como era el caso de Hidrola e Iberduero). De hecho, el propio sistema del MLE estaba recurrido por unas iniciativas legales de Iberduero que se mantuvieron durante mucho tiempo.

A partir del mes de enero de 1991, se comienza a hablar en Hidrola de que la única manera de romper el cerco al cual el sistema sometía a las empresas del sector a través del sistema retributivo era variar las magnitudes físicas del mismo, es decir, cambiar la dimensión de una empresa a través de una fusión.

Asimismo, se empieza a comprender que, pese al cambio de organización de vertical a horizontal que propugnaba el Gobierno, su propuesta iba también en la dirección de realizar algunas fusiones —como ya se ha anticipado—, pero sólo aquellas que permitieran que la compañía pública Endesa consolidara su posición principal en el sector y que le proporcionaran mercado.

En este sentido, tanto las participaciones en Sevillana como las de Fecsa apuntaban, a través de los beneficios obtenidos gracias a la regulación, a ir copando aquellas empresas que, además, fuesen dominantes en los mercados domésticos de más potencial crecimiento, como eran Andalucía y Cataluña.

Se sabía, además, la desconfianza que provocaba en el Gobierno la posible fusión entre Hidrola e Iberduero. Esa desconfianza estaba basada en razones de tipo político exclusivamente, y no en razones de tipo empresarial, financiero o económico. Hasta el hecho de la existencia de la Moratoria Nuclear apuntaba en la dirección de que, para resolver ese problema financiero tan importante, era mejor hacerlo desde una fusión que no desde la composición sectorial de 1991. Por lo tanto se vivía en una situación que presentaba unos perfiles muy claros: si no se cambiaba el sistema retributivo, no habría ningún futuro para las empresas privadas, básicamente para las dos mayores, Hidroeléctrica Española e Iberduero.

El Gobierno proponía un modelo que quería consolidar e impulsar una empresa pública altamente rentable para el patrimonio estatal. Obviamente cualquier nacimiento de un competidor que pudiera atacar esto era motivo, como mínimo, de preocupación.

Igualmente, había realizado un diseño sobre la base de las debilidades de cada institución financiera presente en el sector, con el fin de negociar con ellas, y no con las empresas, los encajes decididos por el Ministerio de Industria.

Si los contactos entre Iberduero e Hidroeléctrica Española siempre habían sido estrechos, las circunstancias actuales exigían ya una actividad conjunta y a esta conclusión llegaron los presidentes de ambas sociedades, Manuel Gómez de Pablos e Íñigo de Oriol. Comenzaron las conversaciones bajo su dirección entre los equipos de una y otra casa, dispuestos a alcanzar el acuerdo que fuera necesario para resolver de una vez la situación. Gómez de Pablos y Oriol comenzaban a trazar un plan que sería definitivo.

En esta situación, después de varios meses de trabajo y como primer paso, en el mes de febrero se produjo la presentación oficial del documento conjunto de Hidrola e Iberduero sobre el cambio sectorial (Anexo 1). La respuesta del Ministerio a través del secretario de Estado de la Energía fue darlo por no recibido. Estábamos ya en el desencadenante inmediato de la fusión de las dos compañías.

1.2 LA PREPARACIÓN DE LA FUSIÓN DE LAS DOS SOCIEDADES

En España nunca había existido una operación industrial tan importante. Se trataba de la unificación de las dos primeras sociedades eléctricas privadas de España en una sola. Todas las experiencias sobre el tema lo habían sido en el orden financiero. La fusión de

los Bancos Bilbao y Vizcaya había servido para poder observar en qué momento de este proceso aparecían los conflictos y cuándo había que tomar las medidas que impidiesen que, tras los primeros momentos de la fusión, aquellos se produjeran.

Se trataba, además, como se ha dicho al principio, de hacer una operación que se había intentado dos años atrás, en 1989, y que había fracasado. También el sector eléctrico, como la banca, es un sector regulado, con una fuerte intervención gubernamental, porque por su dimensión y trascendencia económica, con independencia de su condición de públicos o privados, acaban afectando al conjunto de la economía nacional.

Era conocido que sumar los activos de dos compañías es un proceso más o menos complejo desde el punto de vista técnico, pero que donde de verdad se jugaría el éxito o el fracaso de la operación sería en cómo se consiguiesen desarrollar los planes de integración de los equipos y de las personas.

La experiencia de lo sucedido en el caso del Banco Bilbao Vizcaya actuaba como un referente permanente, en cuanto a cuáles eran los verdaderos riesgos internos de la operación. No hacía aún muchos meses, el gobernador del Banco de España había tenido que intervenir para arbitrar la designación de un presidente para la institución, ante la incapacidad del Consejo de elegirlo entre ellos. Esta experiencia era fundamental por varias razones:

- 1 Era la única operación que, por su dimensión, tenía un cierto parecido con la que se intentaba llevar a cabo.
- 2 Como en el caso de las eléctricas que se pretendía fusionar, eran Consejos de Administración con muchos elementos comunes e históricos, además de estar presentes, con mayor o menor peso, varios bancos en las compañías, con culturas parecidas y experiencias similares.
- 3 También la capacidad de la intervención gubernamental era en este caso muy fuerte.

En estas circunstancias, se produjo una reunión entre los presidentes de las compañías y los dos principales ejecutivos de las mismas, en la que se decidió la organización que gobernaría la sociedad resultante, y lo que era más importante, quién sería el primer ejecutivo de la misma. Se impuso también un programa muy estricto de tiempos y de cargos, que alejara el fenómeno tan común en las fusiones de duplicar puestos con un representante de cada compañía, obteniéndose dos resultados: ver la dimensión de los problemas organizativos y humanos a los que había que enfrentarse, y, si estos eran irresolubles, estar en una fase en la que fuera posible, sin muchos costos, dar marcha atrás.

En la segunda semana del mes de abril de 1991 los equipos designados al efecto por ambas sociedades tenían terminados los trabajos previos necesarios para comenzar el proceso de fusión. Sólo faltaba comunicar el proyecto al Gobierno, a cuyo fin se solicitó

a su presidente una audiencia. El presidente del Gobierno derivó esta reunión hacia sus ministros de Economía y de Industria, sabedor, como era, de que el proyecto no contaría en principio con ningún tipo de apoyo, o de comprensión, por parte de su Gobierno.

En este punto se encontraron dos visiones distintas. El Gobierno, por las razones aludidas, no compartía la operación de la fusión. Sin embargo Endesa, con su presidente a la cabeza, entendía que la fusión justificaba a Endesa a realizar las operaciones de concentración empresarial tendentes a conseguir mercado. Conocedores de estas situaciones, el presidente del Gobierno impuso en la reunión la presencia de representantes del partido.

Así, Gómez de Pablos y Oriol acordaron que fuera este último quien acudiera a la cita, que tuvo lugar en el Ministerio de Hacienda en la presencia de los ministros Solchaga y Aranzadi, más los miembros del partido que se tuvo a bien designar.

Aunque la reunión comenzó con una declaración del presidente de Hidrola sobre la voluntad soberana de las compañías de querer llevar adelante la fusión, el Gobierno no hizo más que declarar su opinión opuesta a la fusión. Íñigo de Oriol manifestó, efectivamente, «la firme voluntad de Iberduero e Hidroeléctrica Española de integrarse en una sola Compañía», derivando el asunto el ministro Solchaga al ministro Aranzadi como tema industrial que se trataba, conviniendo en reunirse el ministro y los dos presidentes eléctricos al día siguiente para, aún con ese signo negativo, discutir la cuestión. Debe señalarse que en este paso estaban ya al tanto los principales accionistas de las dos sociedades, mediando el impulso absoluto y favorable de Manuel Gómez de Pablos e Íñigo de Oriol que asumían sus responsabilidades presidenciales en defensa de lo que consideraban lo mejor para España, accionistas y empleados. Esos primeros accionistas así lo reconocieron.

Estábamos ya en la fase de no retorno y una posición hasta cierto punto crítica en un aspecto formal. En efecto, al término del encuentro con las Autoridades citadas el panorama era claro: si se quería seguir adelante, no había más remedio que encontrar el sistema jurídico de ir a la fusión sin que fuese exactamente un proceso convencional de este género ya que, al no concederse por el ministro de Economía las exenciones fiscales, las plusvalías que aflorasen como consecuencia de dicho proceso lo hacían inviable desde el punto de vista económico. El desafío era claro: encontrar el sistema que permitiera la fusión sin tener que depender de ninguna autorización administrativa.

Para ello era preciso sustituir la idea de la fusión por otro mecanismo que escapara legítimamente al control del Gobierno. Nunca se había hecho nada parecido en España, y se estimó necesario constituir una sociedad previa instrumental que se encargara de todos los trabajos previos a la unión de las dos eléctricas, comenzando por el mecanismo jurídico de integración más conveniente: fue éste una OPA, amistosa y convenida, de una sociedad sobre la otra. Ningún trámite burocrático podría dilatar o entorpecer un proceso que se ponía plenamente en manos de los accionistas.

1.3 LA FUSIÓN

El 30 de abril de 1991 se procedía a la firma del Protocolo de fusión y se creó HI Holding por acuerdo simultáneo de Iberduero e Hidrola. Esta nueva sociedad, además de buscar el mecanismo jurídico oportuno —el anterior señalado—, debía organizar la integración de las dos compañías, y al mismo tiempo asumía las funciones de consejero delegado de ambas para gestionarlas de forma conjunta. Su Consejo estaba formado por los Consejos de ambas sociedades. El detalle de todo este mecanismo se recoge en el Protocolo de Acuerdo suscrito por los Consejos de Administración respectivos que figura como Anexo 2.

En este sentido, se iniciaron los trabajos previos que se habían ido proyectando para empezar la integración de las dos compañías, siguiendo una pauta que, básicamente, incluía los siguientes puntos:

- 1 Racionalidad energética por *mix* de producción de la compañía resultante.
- 2 Estructura organizativa y criterios de dirección que regirían la nueva empresa.
- 3 Estructura financiera. Potencias y debilidades que tendría la nueva compañía.
- 4 Proyecto industrial que ordenase todas las actividades no eléctricas de las dos compañías y que permitiese el aprovechamiento de las sinergias.

Conforme se ha dicho ya, dada la posición gubernamental expresada, que obligaba a excluir la pura fusión, el 31 de mayo de 1991 se ponía en marcha la fórmula de integración mediante la OPA convenida amistosamente de la compañía Iberduero sobre Hidroeléctrica Española conforme a la decisión del Consejo de Administración de HI Holding en Acuerdo Complementario al Protocolo antes citado (Anexo 2), y a quien, como ya se ha dicho, se había encomendado tal encargo.

Consecuentemente, durante todo el mes de mayo se procedió a efectuar las valoraciones de las dos compañías y la integración de los proyectos en uno. Se propuso que la integración se haría de abajo hacia arriba. Esto es: sólo a partir de tener plenamente resueltos todos los problemas de modelo energético, estructura de dirección, estructura financiera, estructura de diversificación, se pasaría a negociar, con los distintos accionistas significativos de las dos sociedades, los contenidos de tipo político que garantizarasen el buen fin de la operación.

Se sabía que, pese a las dificultades técnicas que conllevaba una operación de ese tipo, la clave o el éxito de la operación radicaba en dos cosas: en el orden interno, no se iba a permitir la falta de criterio desde el primer momento sobre qué modelo de empresa y por lo tanto sobre el papel que iba a desempeñar cada uno de los responsables, actuales o futuros, de la compañía. En otras palabras, no se podía consentir que la ausencia de una idea clara pusiese en peligro la fusión por reacciones de capital humano.

Se consideraba que el éxito de la fusión iba a estar directamente vinculado a la capacidad de explicar —comprometer— a los empleados con el proyecto. En esa política, mucho antes de que fuese una realidad general, los ejecutivos de la compañía supieron que no iba a haber concesiones sobre el modelo de dirección.

El segundo punto, la segunda condición que haría fracasar o triunfar el proyecto, dada la oposición del Gobierno al mismo y elegido el modelo de OPA amistosa y convenida como sistema, era explicar a los accionistas dicho proyecto para que, pese a toda la presión medioambiental, siguieran a los consejeros de las compañías y acudiendo a la OPA respaldaran en un plebiscito la operación.

Esto llevó a tener que dedicar muchos recursos y tiempo a una sola idea que no era compartida por el Gobierno y se podían comprender sus razones, pero la operación tenía tanta fuerza *per se* que los verdaderos dueños de las compañías, esto es, los accionistas, debían respaldar la operación.

Un punto crítico era establecer el valor de canje de la operación, es decir, cuál era el precio que hacía atractiva la OPA para los accionistas, para lo que se hicieron diferentes modelos en función de activos, capitalización, valor bursátil, mercados, etc., así hasta más de una decena de distintas hipótesis.

1.4 EL VALOR DEL CANJE

Se produjo una propuesta que, inicialmente, consistió en 45 pesetas y 4 acciones de una compañía (Iberduero) por 5 de la otra (Hidroila). Posteriormente esta propuesta se cambió por otra, de 50 pesetas en metálico y 4 acciones por 5, que fue admitida.

Inmediatamente, se puso en marcha el proceso de formulación de la oferta pública de adquisición por Iberduero sobre la totalidad de las acciones, obligaciones y bonos convertibles en Hidroeléctrica Española. El 7 de junio comenzó el tiempo real de la OPA y asimismo se estableció que, si no acudía a dicha OPA más del 35% de los accionistas de Hidroila, toda la operación quedaría anulada.

Un elemento fundamental de toda la operación fue no sólo mostrar los aspectos más razonables de la integración en el campo eléctrico, sino empezar a mostrar las ventajas que el nuevo grupo tendría en actividades como la diversificación y todas aquellas relacionadas con servicios al público. Se concedió mucha importancia al proyecto industrial de Iberdroila, nombre que en el futuro llevaría la nueva sociedad según lo acordado en el Protocolo de Fusión.

En los primeros días del mes de julio terminó oficialmente el plazo de la OPA: más del 80% de los accionistas habían acudido a ella. En tan sólo sesenta días, y con todas las condiciones de entorno antes explicadas, se había terminado todo el proceso.

El 3 de julio de ese mismo año, se celebró en Bilbao una reunión del Consejo de Administración de Iberduero, que propone la celebración de juntas generales de accionistas de ambas compañías para el día 25 de ese mismo mes.

Estas juntas eran las que tenían la misión de ratificar una serie de acuerdos de gran trascendencia, entre los que destacan la ratificación del Protocolo suscrito el 30 de abril de ese año, así como el nombramiento como consejeros de Iberdrola S.A., de los que hasta aquel momento integraban el Consejo de Administración de Hidroeléctrica Española, el cambio de la denominación social de Iberduero por la de Iberdrola I y de Hidroeléctrica Española por Iberdrola II (Protocolo de fusión), y la sustitución del Consejo de Administración de esta última por la figura de un Administrador Único.

Conforme al Protocolo, Íñigo de Oriol era el presidente de la nueva compañía y José Antonio Garrido, consejero delegado de la misma, en tanto que Manuel Gómez de Pablos era designado presidente de honor.

Todo el proceso formal de la integración había concluido en su primera parte. Inmediatamente, un sector fundamental del equipo que había hecho la fusión, compuesto por elementos internos de la compañía y externos, pasó a plasmar los siguientes pasos que se habían acordado previamente y cuyos elementos más destacables son:

- 1 Redacción del proyecto de empresa.
- 2 Estructura de gobierno ejecutiva de la sociedad.
- 3 Plan estratégico para la compañía en los próximos tres años.

Dentro de este plan estratégico destacaba:

- Política en relación con el tratamiento tarifario y la regulación sectorial.
- Socios estratégicos de la compañía.
- Tratamiento de Endesa.
- Solución Moratoria Nuclear.
- Modelo sectorial.

El proyecto de empresa y la nueva estructura fueron los objetivos prioritarios puesto que de acuerdo a la prioridad máxima definida en los planes iniciales de mantener la cohesión interna de la compañía, no se quería que el personal comenzase sus vacaciones con la incertidumbre de hacia donde iba la nueva empresa.

Así, la estructura fue comunicada en los primeros días de agosto y el proyecto de empresa presentado y discutido prácticamente entre finales de julio y finales de septiembre con todos los estamentos de la sociedad.

Hacia el interior, el presidente de la compañía explicó, con los accionistas más significativos, el contenido de dicho plan estratégico, así como los pasos que en el orden internacional se pensaban dar para dotar este plan.

Hay que tener en cuenta que en aquellos momentos el sector eléctrico no tenía ninguna tradición, ni capacidad, de contar con socios extranjeros en su capital y ese era uno de los objetivos fundamentales.

2 EL RESULTADO DE LA FUSIÓN: IBERDROLA

En resumen, el porqué de la fusión «ID+HE» venía determinado por cuatro circunstancias: igual concepción del futuro del sector, la complementariedad de las dos compañías, un tamaño adecuado y la garantía de beneficios.

A su vez, las fortalezas del nuevo grupo derivaban de la obtención de un *mix* de generación óptimo, poseer un mercado equilibrado, conseguir el máximo *cash flow* del sector, autofinanciación y una reducción de inversiones.

La capacidad de generación alcanzaba en el grupo 16,7 GW, frente a 9,6 GW de Endesa y 17,7 GW en el resto del sector, alcanzándose una producción de 45.600 GWh, 138.500 GWh todo el sector, con un 34,3% de hidráulica, un 22,1% de térmica convencional y un 43,6% de nuclear. La estructura de la producción en la Comunidad Económica Europea, se recuerda, era en la fecha un 8% de hidráulica, un 32% nuclear y un 60% térmica convencional.

El mercado atendido era de 53.800 GWh, de los que el 45,9% correspondía a abono residencial y el 54,1% a industrial. Los clientes suponían 7.756.000 en baja tensión y 21.000 en alta, frente a 17.500.000 y 45.000 en el conjunto del sector. Importante era también que los mercados no eran concurrentes, como tampoco lo eran las cuencas hidráulicas de producción. Hidrola atendía, aunque algunas mínimamente, 19 provincias e Iberduero 22, siendo compartidas, aunque no superpuestas, sólo tres de ellas.

El coste de generación se cifraba en 6,84 pesetas/kWh, frente a 8,14 pesetas/kWh producido en el sector: importante competitividad.

Se contaba con un *cash flow* operativo de 167.861 millones de pesetas que se colocaría en un quinquenio en 259.916 millones de pesetas, con un beneficio antes de impuestos de 86.263 y 121.688 millones de pesetas, respectivamente.

La inversión anual se calculaba en 81.797 millones de pesetas en 1991 y 131.477 en 1997, 400.000 como acumulado en el período.

En lo que se refiere a la Deuda y los fondos propios, era la primera de 1.569.000 millones de pesetas en el primer año y 1.432.000 en 1997, pasando los fondos propios de 1.162.000 millones de pesetas en 1991 a 1.245.000 en 1997.

Por todo ello, es evidente la conveniencia de la fusión de las dos sociedades.

Culminado el proceso formal y administrativo de fusión, los años noventa contemplaron la consolidación del importante proyecto industrial que proponía Iberdrola a la sociedad española, con fuertes implicaciones de creación de riqueza en el exterior.

Desde 1992 ya se comprobó que el entorno económico nacional e internacional no iba a ser precisamente el idóneo para ayudar en este proceso. La crisis económica era importante: devaluación de la peseta —dos en 1992 y otra en 1993—, disminución del PIB, importante destrucción de empleo, fuerte aumento del déficit público, etc. Afortunadamente la situación parecía haber tocado fondo y se preveía una mejora a corto plazo.

En 1993 se consolidaba en el segundo Convenio Colectivo único de Iberdrola lo iniciado en 1992 en el apartado de relaciones laborales. Ese mismo año vio la firma de un importante acuerdo alcanzado con Endesa con el objetivo de determinar las relaciones futuras entre los dos grupos eléctricos posibilitando un potencial de evolución económica que garantizase la estabilidad y el desarrollo del sector.

Este Acuerdo con Endesa comprendía tres puntos básicos:

- Una propuesta de reajuste del sistema retributivo establecido en el Marco Legal Estable —vigente como decíamos desde 1988— que supusiera un mejor reparto de las economías resultantes entre las empresas del sector.
- Una reordenación del sector que propiciara el intercambio de activos entre las dos compañías para mejorar la estructura técnica de producción y distribución de los dos grupos.
- Coadyuvar conjuntamente con la Administración en la resolución más rápida y justa de la llamada Moratoria Nuclear.

Desde el primer momento el Ministerio de Industria y Energía apoyó e impulsó este acuerdo entre las dos sociedades, y la reordenación sectorial que implicaba, pues Iberdrola también adquiriría a Unión Fenosa una parte de su participación en la central nuclear de Trillo para pasar a tener el 49% de ésta —hasta la actualidad—. Con fecha 2 de diciembre de 1993 se firmó un Protocolo de Intenciones ante el Excmo. Sr. Ministro de Industria que regulaba los intercambios de activos resultantes del acuerdo.

Como resultado de dicho acuerdo, Hidroeléctrica de Cataluña pasaba —salvo los activos de producción nucleares— a integrarse en Empresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana (ENHER). Se ponía fin así a casi diez años —desde 1985— en que esa compañía había estado en manos de Hidroeléctrica Española primero, e Iberdrola después, en los que se procedió a su saneamiento y reflote financieros.

La importante cuestión de la Moratoria Nuclear se incluía en los Proyectos de Ley de Ordenación del Sector que se estaban preparando, y significaba la independización de la deuda mediante su traspaso a una tercera sociedad, que emitiría títulos a largo plazo representativos de su valor, y con cuyo importe, tras su colocación en el Mercado Nacional e Internacional, se abonaría la deuda referente a esos activos que figuraban en el pasivo de las sociedades afectadas. Quedaba así virtualmente resuelto un asunto que había venido afectando a dos empresas muy importantes del sector desde hacía más de diez años.

Es de destacar que la acción de Iberdrola en 1993 fue el tercer valor más contratado en la Bolsa Española, representando el 7,4% de la contratación del Mercado Continuo, con un promedio por sesión de más de 2 millones de acciones.

La capitalización bursátil de nuestra compañía ascendía a finales del año 1993 a un billón de pesetas, ocupando el cuarto lugar en orden de magnitud en la bolsa española. También es de destacar que, en términos de dividendos íntegros totales pagados con cargo al Ejercicio 1992, Iberdrola se situó en segunda posición, con 53.409 millones de pesetas, solo precedida por Telefónica con 56.545 millones de pesetas. Esto supuso el 12% del total de dividendos satisfechos por las sociedades que cotizaban en la Bolsa de Madrid en ese tiempo.

Otro hecho singular de ese ejercicio fue la firma de un Protocolo entre las compañías eléctricas y Enagas por el que se fijaban los consumos de este combustible para la producción de electricidad, se establecía su precio y se identificaban las centrales a transformar.

3.1 LA LOSEN

En 1994 se promulgó la nueva Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional. La LOSEN constituyó un organismo independiente, denominado Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, en la línea del que existía en otros países, llamado a determinar la configuración y funcionamiento del Sistema Eléctrico Español, que luego daría paso a la actual CNE.

La ley contenía unas disposiciones importantes que han marcado el desarrollo sectorial desde entonces:

- La separación jurídica que imponía entre los negocios eléctricos y no eléctricos, estableciendo a su vez entre los primeros la necesidad de ejercer directamente tan sólo una actividad, generación o distribución, o en sectores especiales, etc., pero de forma que en cuanto a grupo, la empresa podía actuar directa o indirectamente a través de participaciones y filiales en todo el campo de actividades existentes.

- Se establecían, dentro del Sector Eléctrico Nacional, dos sistemas: el Sistema Integrado y el Sistema Independiente, jurídicamente independientes de acuerdo con lo dicho anteriormente. El primero estaba caracterizado por la planificación conjunta, la explotación unificada, la integración económica de la energía y la aplicación de una tarifa única para cada tipo de consumo. El Sistema Independiente era el basado en la libertad de instalación y operación económica.
- Se determinaba fijar la retribución de las actividades del Sistema Integrado mediante el reconocimiento de los costes imputables a cada una de ellas.

La nueva ley ratificaba el principio de explotación unificada e intervenida del Sistema Eléctrico Nacional, que sería gestionada por una sociedad con capital de mayoría pública.

Las nuevas unidades de producción a instalar en el sistema se adjudicarían generalmente mediante concurso entre las compañías interesadas en su construcción.

La nueva ley cancelaba definitivamente la construcción de centrales nucleares y, en cuanto a Lemóniz, quedaba disuelto su Consejo de Intervención, dependiendo la utilización futura del emplazamiento de lo que al efecto se determinase por las autoridades correspondientes.

A Iberdrola la nueva ley le permitía segregar buena parte de la deuda correspondiente a las centrales de Lemóniz y Valdecaballeros, con lo que la disminución del endeudamiento por este concepto —540.000 millones de pesetas—, unida al intercambio de activos señalado, a la contención de la inversión y a las mejoras operativas introducidas en la gestión de procesos, daba lugar a una generación de fondos en aumento que permitiría reducir muy significativamente el apalancamiento financiero y llegar a una relación deuda/fondos propios de prácticamente 1 a 1 en 1996.

Se daba así por resuelto un asunto que había afectado de forma importante a la empresa desde hacía más de diez años, permitiendo en lo sucesivo presentar unos estados financieros con su verdadera situación.

En el año 1994 también vio la luz el Protocolo del Gas cuyo objeto era intentar pasar del 3% de participación del gas natural en la generación eléctrica a un 12% en el año 2000, siguiendo así las directrices del Plan Energético Nacional.

El Protocolo suscrito tenía dos períodos de aplicación: el primero, hasta el momento en que se necesitase la adición de nueva potencia en generación y durante el cual se transformarían a gas centrales de *fuel-oil* que se utilizasen en ese momento pocas horas al año. El segundo período contemplaba más allá del año 2000, en el que previsiblemente se instalarían ciclos combinados.

Respecto al establecimiento del mercado interior de la electricidad en el seno de la Unión Europea, 1994 vio la culminación del *Libro verde sobre Política Energética Comunitaria*, que sería aprobado definitivamente en 1995. En él se fijaban los objetivos comunes

de política energética, presididos por la idea de que el sector contribuyese globalmente a la competitividad de la Unión. En 1996 se aprobaría definitivamente la denominada Directiva Europea sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad que, si bien reservaba a los Estados una notable capacidad de elección sobre la organización y modelo de gestión de la industria eléctrica, establecía de forma irreversible las bases de un auténtico mercado europeo abierto a la competencia mediante la libertad de generación, circulación y elección de suministrador.

Alcanzado el objetivo de resolver el problema que suponía para Iberdrola la moratoria nuclear, se potenció el desarrollo de la internacionalización de la compañía mediante los negocios de distribución y producción de energía eléctrica en Bolivia, Brasil, Guatemala y México. Iberdrola creció internacionalmente hasta llegar a tener en servicio y en construcción proyectos con capacidad de producción similar a la disponible en España.

En número de clientes servidos por la distribución se llegó en 2001 al 40% de los clientes en España.

La Diversificación de la compañía también se reordenó y objetivó en diversas líneas de negocio, logrando un valor añadido importante y creando una senda sostenida de crecimiento en actividades afines al negocio principal. Durante estos primeros años de la marcha del nuevo proyecto denominado Iberdrola, desde una posición de absoluta lealtad institucional al ordenamiento legal que se venía sucediendo, seguíamos pugnando con los gobiernos socialistas para poner de manifiesto las posibilidades de abaratamiento que la energía eléctrica tenía en España si se liberalizaba el mercado eléctrico —si se adaptaba el sistema de regulación— y la explotación se realizaba de una forma más concorde con los principios económicos, bastando para ello correcciones en las llamadas externalidades, compensaciones, orden de prelación en la utilización de las energías primarias, etc.

Desde el Ministerio de Industria lo único que se recibían, a pesar de la promulgación de la LOSEN, eran tasas de retribución de activos complejísimas de calcular, inestabilidades y congelaciones tarifarias —en las que se incluyen externalidades muy importantes y fuertes subvenciones encubiertas—, oídos sordos a una auténtica aplicación de criterios de competencia y un trato continuista de discriminación favorable a los intereses de Endesa. El déficit retributivo del sistema seguía un curso de incremento galopante que acumulaba una cifra superior al billón de pesetas —los precios de la energía eléctrica en el período 1988-1995 habían sufrido un descenso del 12% neto en términos reales—. Los recursos administrativos a desviaciones constantes en el esquema retributivo estaban a la orden del día por entonces. Las incertidumbres del sistema tarifario eran patentes, con un efecto muy negativo en los medios financieros

La LOSEN tenía un largo camino por delante si se quería dar solución a todos estos problemas estructurales.

3.2 EL PROTOCOLO

Con la llegada al Gobierno español del Partido Popular en 1996, a la vez que la economía española experimentaba niveles de crecimiento económico prometedores, tanto del producto bruto como del empleo, logrando a la vez apreciables reducciones en la inflación, en los tipos de interés y en el déficit público, se procedió a la reforma de la regulación del sector.

En su intención estaba presente el espíritu de acordar con las empresas del sector las líneas básicas de esa reforma o desregulación. Se iniciaba así un cambio en la estructura operativa del sector marcado por la Ley de Explotación Unificada, el Marco Legal Estable, la LOSEN, la estructura mixta publica-privada del sector y los desequilibrios derivados de la etapa anterior, lo que lo hacía enormemente complicado.

El 11 de diciembre de 1996 se firmó el Protocolo para el establecimiento de una nueva regulación del Sistema Eléctrico Nacional, que representaba una transformación radical y profunda con la implantación de un nuevo modelo que debería regir el funcionamiento a partir del 1 de enero de 1998.

El Protocolo, que definía como objetivo último asegurar el menor coste de la energía eléctrica para el conjunto de la economía española, consideraba como los instrumentos adecuados para alcanzarlo la liberalización y la competencia, a la vez que tomaba en consideración la competitividad de las empresas y los intereses de los consumidores, trabajadores y accionistas.

Las características principales del nuevo modelo eran:

- Liberalización de la generación de energía eléctrica, libertad de establecimiento de nuevas centrales generadoras y de acceso a las materias primas energéticas.
- Liberalización del suministro eléctrico en términos notablemente más ambiciosos que la directiva; nuevo tratamiento de los generadores en régimen especial.
- Los precios al consumidor final responderían a un nuevo diseño de la estructura tarifaria ajustada al mercado y al objeto de que el término variable se correspondiera con el coste marginal de suministro.
- Se establecían los agentes Operador del Sistema, Transporte (integrados en Red Eléctrica con separación contable y sin restricción de titularidad pública) y el Operador de Mercado.
- Se liberalizaban los intercambios internacionales en los términos de la directiva.
- Se mejoraba la retribución a la distribución que seguiría siendo una actividad regulada, retribuida según costes reconocidos de acuerdo con un nuevo modelo.
- Se establecía un período transitorio de 10 años —1998 a 2007— para alcanzar la plena competencia.

- Durante el período transitorio las empresas firmantes percibían una retribución fija, en pesetas/kWh calculada como diferencia entre los ingresos medios de tarifa y el conjunto de costes, excepto los de transición a la competencia.
- El valor actual neto a recuperar era de 1.988.561 millones de pesetas, de los cuales 295.276 se destinaban al carbón nacional y el resto, 1.693.285, quedaba inicialmente asignado a las empresas de forma que a Iberdrola le correspondía el 27,1%. La cantidad citada se repartiría, hasta el 80%, mediante pagos en base a dichos porcentajes y el restante 20% por adjudicar quedaba pendiente a la espera de desarrollar el correspondiente procedimiento de liquidación por diferencias.
- La separación jurídica prevista en la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, no se exigirá en ningún caso antes del 31 de diciembre de 2001.

El Protocolo se anticipaba a la Directiva del Mercado Interior y promovía una mayor competitividad y la eficiencia del sector que desde Iberdrola tanto habíamos propugnado. También permitiría que las empresas recuperasen su capacidad de gestión, de forma que sus resultados dependiesen más de la calidad de sus activos, de su estructura financiera y de su propia eficiencia.

Desde el Protocolo, a la ley que lo debía plasmar, seguiría un año de intenso trabajo en el que se plantearon múltiples retos: desde la puesta en marcha de instituciones como el Operador del Mercado, a la profunda transformación que las empresas debían llevar a cabo, tanto en su estructura societaria y organizativa, como en la adaptación de la cultura corporativa en un ambiente cada vez más competitivo.

El Ejercicio 1996, por otra parte, presencié la aparición de la nueva estructura de nuestro Balance al resolverse formalmente la moratoria nuclear en los términos ya indicados.

3.3 LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO

Firmado el Protocolo eléctrico y aprobada la Directiva del Mercado Interior de la Energía, el año 1997 vio promulgada la ley que materializaba las bases del cambio, tan propugnado por Iberdrola, en normas, reglamentos, nuevas instituciones y la consecuente adecuación organizativa de las empresas del sector para hacer frente a los desafíos de eficiencia y nuevas tareas que ese nuevo marco necesariamente traía consigo, amén de la pactada disminución de tarifas.

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico tenía como objetivo básico el garantizar el suministro eléctrico con una calidad determinada y al menor coste posible, implantando unos principios de transparencia, no discriminación y libre competencia.

El hito al que había que llegar en las mejores condiciones lo marcaba la fecha del 1 de enero de 1998.

Lo que se concretó en la nueva ley era lo siguiente:

- La explotación del Sistema Eléctrico se realizaría por sociedades mercantiles privadas: el Operador del Mercado, responsable de la gestión económica del sistema, y el Operador del Sistema, responsable de la gestión técnica. Nos alejábamos así de aquel sistema de explotación unificada del que se responsabilizaba una empresa de mayoría pública.
- Limitación de la planificación, aplicable solamente a las instalaciones de transporte, quedando una simple planificación indicativa de los parámetros que afectan al sector eléctrico, para el resto de sus actividades.
- Liberalización progresiva del sector eléctrico que se concretaba en:
 - Libertad de emplazamiento de los nuevos grupos de generación.
 - Libertad de aprovisionamiento de materias primas energéticas, con una limitación temporal para los carbones nacionales.
 - Libertad de contratación del suministro eléctrico, que se haría progresivamente más amplia hasta alcanzar la totalidad del mercado en diez años.
 - Libertad de acceso a las redes de transporte y distribución.
 - Libertad de precios para los consumidores cualificados.
 - Establecimiento de incentivos para la mejora de la calidad y la reducción de las pérdidas del sistema, dentro de la retribución de las actividades de distribución.
- Respeto máximo al medio ambiente y fomento de las energías renovables, con un Plan Específico para lograr que el 12% de la demanda en el año 2010 se cubra con energía de este origen.
- Reconocimiento de la existencia de unos costes de transición a la competencia para la generación de electricidad, que serían recuperados durante un período máximo de 10 años. Estos costes, junto a los incentivos al consumo de carbón nacional, quedaban limitados a un valor máximo de 1,9 billones de pesetas del año 1997.
- Obligación de la separación jurídica de las actividades reguladas de las actividades no reguladas, antes del año 2001.
- Incremento de las facilidades para la diversificación a las empresas que realicen actividades no reguladas.

Además, también en 1998, entraría en vigor la nueva moneda común, el euro, para los once países que integraban la zona correspondiente.

En el marco de los retos sectoriales apuntados más arriba, esta nueva ley supuso para Iberdrola un conjunto de oportunidades —por las que veníamos luchando mucho

tiempo—, a la vez que desafíos, que hubo que plasmar en un nuevo esquema organizativo alentado por el deseo de competir más y mejor en el nuevo Mercado Mayorista de Producción de Electricidad, en comercialización de electricidad, tratando de introducirse lo más posible en el del gas, y en las áreas reguladas de transporte y distribución, a través de una potenciación de la eficacia, calidad y reducción de costes, a la vez que una permanente alerta para que fuesen retribuidas con equidad.

El año 1998 vio la puesta en funcionamiento operativo del nuevo modelo de sector eléctrico. La liberalización del mercado de producción resultó conforme a lo que se había planteado en su concepción, sin producirse incidencias dignas de mención en ninguno de sus aspectos en ese primer año de funcionamiento práctico; se pudo operar el sistema sin menoscabo de la seguridad ni de la calidad del suministro.

Con una perspectiva ya casi histórica, también es digno de resaltar el éxito español en la implantación de un modelo de liberalización del mercado de la electricidad basado, casi miméticamente, en el implantado en el estado norteamericano de California, y que si bien en aquel abocó a un desastre sin precedentes en el año 2000, en nuestro caso, no sin sobresaltos, se ha podido hacer frente perfectamente a los desafíos anunciados, manteniéndonos en una senda modélica.

El mercado de electricidad movió un total de 154.450 GWh en 1998, con un alto nivel de fiabilidad y un precio medio de 4,27 pesetas/kW. La demanda de energía eléctrica ascendió a 172.771 GWh en barras de central, con un crecimiento del 6,5% sobre 1997. Esta cifra fue cubierta mediante una producción del sistema generador de 158.912 GWh, más un saldo positivo de los intercambios internacionales de 3.425 GWh, así como con la energía entregada al sistema por los autoprodutores, que fue de casi 20.000 GWh, el 11% de la demanda total, con un crecimiento del 21%.

En estas nuevas reglas de juego, nuestro equipo generador demostró su alta competitividad, alcanzando un máximo histórico de producción, con unas ventas de 46.500 millones de kWh, lo que supone el 30% del Mercado Mayorista. A su vez, se logró un margen económico del 32%, superior a nuestra participación en el mercado eléctrico.

En el cambio de modelo resultaba especialmente crítica la apertura del suministro de electricidad a la competencia. Para el logro de este objetivo se decidió seguir un proceso en el que se iban liberalizando progresivamente parcelas del mercado.

En la etapa inicial, en la que se liberalizó el suministro de los clientes con consumo anual mayor de 15 GWh, no se alcanzaron los objetivos marcados. De hecho, la ley mantuvo una dualidad para estos grandes clientes, permitiéndoles optar por contratar libremente el suministro, o continuar con sus tarifas reguladas. En muchos casos, el resultado era que el segundo supuesto les resultaba más favorable económicamente.

En 1998 la tarifa aplicable sufrió un descenso del 3,63% en términos monetarios, lo que supuso, si tenemos en cuenta el incremento del IPC en el año, una bajada adicional a la que venía soportando el sector del 5,20% en términos reales.

Durante 1998 el Ministerio de Industria también tomó la decisión de acelerar la senda prevista para generalizar la capacidad de elección de suministrador por los clientes industriales, acortando los plazos legislados. Esto se ratificaría, posteriormente, con el acuerdo del Gobierno del 16 de abril de 1999, con una nueva aceleración, la segunda ya en el corto espacio de tiempo transcurrido desde la aprobación de la ley.

Por otro lado, fruto de los acuerdos que se suscribieron a finales de 1998 entre la Administración y las empresas eléctricas, se alcanzó la posibilidad de titularizar parte de la cantidad que la ley nos reconocía con derecho a recuperar en concepto de Costes de Transición a la Competencia, con una cuantía máxima de 1.988.561 millones de pesetas, de la que había que detracer 295.276 millones correspondientes a las ayudas al consumo de carbón nacional.

En los acuerdos se redujo esta cantidad en algo más de 250.000 millones de pesetas, pudiendo ser titulizada hasta un total de un billón de pesetas, quedando otros 320.000 millones de pesetas cuya recuperación se haría en base a las diferencias que se fuesen produciendo entre el precio medio real de generación y el de referencia marcado por la ley, 6 pesetas/kWh.

En la nueva moneda, el capital social de Iberdrola quedó fijado en 2.704.647.543 euros, representados por 901.549.181 acciones de tres euros de valor nominal cada una, utilizándose así por primera vez en el artículo quinto de los Estatutos Sociales la expresión en euros.

Una cuestión que merece ser destacada en este punto cronológico es la autorización por la Junta General para la constitución de fundaciones de acuerdo con lo dispuesto en la Ley General reguladora de las mismas y en la legislación autonómica en vigor. Ello daría lugar en 2002 a la constitución formal de la Fundación Iberdrola.

Por lo que respecta a una importante faceta del negocio de Iberdrola, la diversificación e internacionalización de negocios, en esta nueva etapa de liberalización, se reordenó con el objetivo de hacer de la empresa un operador global de servicios y estar en aquellos donde las sinergias del Grupo nos permitiesen ser más eficaces y aportar a la cuenta de resultados un mayor volumen de negocio. En este sentido, las actividades se ordenaron en torno a:

- El negocio de la energía (Iberdrola Energía), en donde se multiplicaban las actuaciones internacionales en el campo energético —con importante presencia en Brasil, México, Bolivia y Guatemala—, en el sector del gas, el agua y las telecomunicaciones.
- Iberdrola Diversificación, como cabecera de las actividades de diversificación en inmobiliaria, servicios y telecomunicaciones, Corporación IBV y energías especiales.

- Iberdrola Ingeniería y Consultoría.
- Iberdrola Sistemas.

Esta faceta del negocio tenía un valor global de mercado superior a los 230.000 millones de pesetas, y aportó en 1998 12.300 millones de pesetas a los resultados del grupo, con un crecimiento del 18,5% sobre el ejercicio anterior. El plan de inversiones hasta el año 2003 contemplaba destinar 53.000 millones de pesetas, dirigidos esencialmente a los sectores de la energía eólica, servicios y telecomunicaciones, financiados casi en su totalidad con recursos propios.

En el referido campo internacional, se consolidó nuestra posición en Iberoamérica, con inversiones que representaban el 11% de nuestros activos totales y 15 millones de clientes en los sectores de la energía eléctrica, el gas, las telecomunicaciones y los servicios.

Siguiendo las pautas económicas de crecimiento generales de nuestro país, la demanda del sector eléctrico español comenzó años de fuertes incrementos superándose por primera vez en 1999 la cifra de los 200.000 millones de kWh, producidos.

El mercado liberalizado alcanzaba cifras anuales que multiplicaba en varias veces sostenidamente a las de años anteriores.

Al proceso de liberalización establecido en la ley vino a sumarse el Real Decreto Ley 6/1999, de 16 de abril, de Medidas Urgentes de Liberalización e Incremento de la Competencia por el que se aplicó una nueva disminución de las tarifas eléctricas de baja tensión en un 1,5%, que se añadió a la del 2,5% establecida a principios de 1999. Asimismo, se determinó la apertura del mercado, a partir del 1 de julio de ese año a los clientes cuyos suministros se realizasen a tensiones nominales superiores a 1.000 voltios, lo que extendía la liberalización a más de 60.000 clientes, afectando al 53% de la demanda eléctrica.

En cuanto a los precios, la electricidad bajó en 1999 otro 6%, con lo que en los últimos tres años la caída suponía un descenso del 14,1% en términos nominales, equivalente al 19,1% en términos reales.

Todas las medidas adoptadas por el Gobierno, con objeto de colaborar en la disminución de la inflación y aumentar la competencia, supusieron al sector eléctrico una reducción de los ingresos por tarifa valorada en 180.000 millones de pesetas respecto a 1998. Además, la aceleración de la apertura del mercado disminuyó aún más los ingresos de las empresas eléctricas, en la medida en que los clientes cualificados hacían efectiva su capacidad de elección y acordaban precios del suministro eléctrico inferiores a las tarifas. En conjunto, las medidas supusieron para las empresas eléctricas una reducción de medio billón de pesetas en su facturación en los siguientes cuatro años.

No todo eran circunstancias favorables para la actuación de Iberdrola y así en 1999 se produjo un brutal descenso del 43% en su producción hidráulica, con el consiguiente

incremento de costes al recurrir en mayor medida a la generación térmica. Los costes de transición a la competencia, sobre los que el sector había alcanzado un acuerdo con el Gobierno para asegurar su percepción seguían pendientes de la resolución de la Unión Europea.

Siguiendo el «Proyecto de Separación de Actividades y Nueva Estructura del Grupo Iberdrola», aprobado por la Dirección General de la Energía a quien fue sometido en cumplimiento de la Ley del Sector, desarrollada más tarde por el Real Decreto 277/2000, de 25 de febrero, se aprobó en Junta General en 1999 la creación de tres nuevas sociedades filiales participadas al cien por cien bajo la denominación de Iberdrola Generación, S.A., Iberdrola Distribución, S.A., e Iberdrola Redes, S.A., para ejercer, respectivamente, las actividades eléctricas de:

- Producción, Gestión de combustibles, Comercialización de productos energéticos y prestación de servicios (Iberdrola Generación, S.A.),
- Las actividades eléctricas de Distribución y Transporte (Iberdrola Distribución, S.A.), y
- Gestión de Redes, negocios de gas, telecomunicaciones, ciclo integral del agua y servicios conexos o complementarios a tales negocios (Iberdrola, Redes, S.A.).

Para completar el cuadro, de Iberdrola S.A. también dependerían las sociedades ya existentes «Iberdrola Diversificación, S.A.», «Iberdrola Energía, S.A.» (Iberener), «Iberdrola Ingeniería y Consultoría, S.A.» (Iberinco), e «Iberdrola Sistemas, S.A.».

En el año 2000 se alcanzó el mayor crecimiento del beneficio por acción de toda nuestra historia (16,7% y 142.000 millones de pesetas de beneficio neto consolidado), si bien las tarifas supusieron una reducción promedio del 1% con relación a las vigentes en el año 1999.

En el mes de diciembre de ese mismo año se publicó el Real Decreto por el que se regulaban las actividades de Transporte, Distribución, Comercialización, Suministro y Procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Uno de los aspectos más importantes de esta norma era la actualización del régimen de acometidas mediante el cual se consigue un desarrollo coordinado con la Ley del Suelo. Por otra parte, se establecían las condiciones necesarias para garantizar el acceso de todos los agentes a la red, incluyendo además, y por primera vez en la normativa española, unos requisitos mínimos de calidad de servicio cuyo incumplimiento puede dar lugar a penalizaciones a las empresas eléctricas.

La producción bruta de Iberdrola en el año 2000 alcanzó los 51.171 GWh, lo que representaba un nuevo máximo histórico, frente a los 41.300 GWh —un 30% más— obtenidos al comienzo de la andadura de la empresa. Con esta producción, Iberdrola alcanzó una cuota del 29% del Sistema Peninsular Español.

En el año 2000 se constituyó la empresa Tarragona Power, al 50% con la alemana RWE, para el suministro de electricidad, gas y vapor al Polígono Industrial Tarragona Sur de la compañía BASF en un proyecto que suponía la instalación de 400 MW.

El 1 de julio del 2000 se procedió a la apertura del mercado para todos los clientes conectados en alta tensión, lo que afectó a 60.000 clientes del territorio peninsular, de los cuales 40.000 estaban en la zona de Iberdrola. De esta forma, el 52% del consumo total peninsular alcanzó la libre elección de suministrador, superando el grado de apertura de mercado previsto para el conjunto de la Unión Europea que, a finales del 2000, se situó en el 30,27%.

En el 2000, más de 16.000 clientes, con un volumen anual de energía de 48.243 GWh, ejercieron su derecho de libre elección, lo que supuso el 24,6% de la demanda de energía eléctrica peninsular.

Con carácter más general, en el año 2000 se culminó un proceso en el que hay que destacar lo siguiente:

- Los resultados de nuestra diversificación experimentaron un crecimiento próximo al 200%.
- Nuestra participada Gamesa efectuó la salida a bolsa más espectacular del año.
- Nuestras alianzas estratégicas con la portuguesa GALP y el Grupo italiano Enisnam aseguraban nuestra presencia en la cadena de valor del gas en los mercados energéticos ibérico y mediterráneo.
- Se comenzó un plan de ciclos combinados que nos permitiría, en 2005 en España, una nueva producción de más del 50% de nuestra generación en ese año 2000.
- En energías renovables ocupamos una posición de liderazgo en el mercado español e iniciamos su expansión en el ámbito internacional.
- Se ordenó nuestra presencia en telecomunicaciones e Internet consiguiendo objetivos estratégicos importantes orientados a la modernización tecnológica de la gestión, la fidelización de nuestros clientes con oferta de nuevos servicios y el aprovechamiento de nichos específicos de negocio.
- Se consolidó nuestra presencia en Brasil y se afianzó una nueva situación en México, donde éramos la primera productora privada y con la previsión de alcanzar en los tres años siguientes una producción equivalente al 50% de la total de Iberdrola en aquel año.
- Se abordaron dos operaciones estratégicas de gran calado: el intento de adquisición de Florida Power & Light y la fusión amistosa con Endesa.
 - Si la operación con Florida Power & Light se hubiera logrado, se habría podido constituir la tercera o cuarta compañía privada del mundo con activos y resultados 45% en España y los Estados Unidos y algo menos del

10% en Latinoamérica (la parte de Iberdrola). La operación fue desechada por no contar con el apoyo unánime del Consejo, requisito indispensable para una operación de esta naturaleza.

- La fusión con Endesa, operación nacional que hubiera creado un grupo líder a nivel mundial, no fue posible por las extremadas exigencias impuestas por el Gobierno que desvirtuaban totalmente el proyecto y comprometían sus resultados para nuestros accionistas

Como resumen más global de las cifras fundamentales financieras Iberdrola, hasta principios de 2001, multiplicó por 2 el beneficio por acción con un crecimiento anual acumulativo (CAA) superior al 13%; el *cash flow* creció en un 6,5% (CAA); la estructura financiera pasó de un ratio de deuda a fondos propios de 2:1, a 1:1 y el *payout* del 80 al 57%. La rentabilidad de los activos se multiplicó por más de 2. La capitalización bursátil de la compañía en mayo de 2001 era próxima a los 15.000 millones de euros, habiéndose multiplicado por 2,8 en línea con el IBEX 35. Durante todo el proceso de consolidación del proyecto, la reducción de la tarifa (precio) eléctrica fue superior al 16% en términos nominales y del 35% en términos reales. Los gastos de personal pasaron del 15% sobre ventas en 1992 al 8,4% a comienzos de 2001.

PROPUESTA CONJUNTA DE HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA, S.A. E IBERDUERO, S.A. PARA LA REORDENACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El sector eléctrico debe acometer un nuevo ciclo inversor que supone la puesta en funcionamiento de 4.000 MW antes del año 2000 y 7.000 MW más antes del 2005, a la vez que deberá realizar las inversiones complementarias en distribución tendentes a una mejora de la calidad de servicio. Esto se traducirá en un volumen de inversión superior a los 3,5 billones de pesetas durante la presente década.

Dado el grado de endeudamiento, este esfuerzo inversor requerirá un nivel de autofinanciación elevado. Cualquier concepción sectorial que se maneje deberá ser analizada dentro de este contexto.

Por otra parte, con el sistema tarifario actual la única empresa con generación de fondos suficientes para autofinanciar de una forma importante las nuevas inversiones en generación es Endesa, que, si se mantiene su situación especial, puede hacer frente por sí sola al total de las inversiones del sector. Naturalmente ésta no es una situación estable ni en el presente ni de cara al futuro, ya que soportada exclusivamente, por un tratamiento diferenciado en favor de la empresa pública.

A esta inadecuada redistribución de fondos hay que añadir una concepción del sistema tarifario que, basado en la garantía de una determinada rentabilidad, excluye medidas de tipo financiero que tiendan a garantizar el adecuado equilibrio a aquellas empresas comprometidas en un programa de inversiones. Por el contrario, dicho sistema obliga a realizar un esfuerzo adicional durante los primeros años de explotación de las nuevas inversiones.

La falta de homogeneidad entre las empresas del sector en lo referente a su capacidad de inversión y la relación capacidad de producción-mercado, obliga a abandonar el modelo tradicional en el que, en líneas generales, cada empresa se responsabilizaba de asumir las inversiones necesarias para el suministro de su propio mercado, para pasar a un modelo en el que manteniendo la responsabilidad de suministro, no se exige la propiedad de los medios de generación necesarios para ello.

Es necesario cambiar las reglas del juego de forma que se retribuyan homogéneamente las instalaciones existentes y se incentiven las inversiones de aquellas empresas que por su dimensión y capacidad financiera puedan abordar el desarrollo del sector, garantizándose unos objetivos financieros mínimos para todas las empresas.

Por otro lado, el sector tiene inmovilizados 700.000 millones de pesetas en Moratoria Nuclear, cuyo mantenimiento exige un 3,54% de la tarifa para atender a una parte de los costes financieros derivados de este inmovilizado. La otra parte, de dichos costes financieros, está incrementando anualmente la cuantía del saldo en moratoria en más de 30.000 millones de pesetas de tal forma que, de mantenerse la situación actual, el valor de este activo en moratoria sobrepasaría los 900.000 millones de pesetas al final de la presente década. El sistema, una vez reordenado, no puede mantener esta cantidad de recursos no productivos.

Además, tanto por los fondos que la deuda en moratoria obliga a inmovilizar cada año, como por la incertidumbre de su recuperación, las empresas propietarias de dichos activos tienen limitadas sus capacidades de inversión.

2 PLANTEAMIENTO DE OBJETIVOS

De acuerdo con estas consideraciones parece que es necesario el diseño de un nuevo esquema sectorial, de forma que se garantice la cobertura de los siguientes objetivos:

- Lograr una justa y equilibrada redistribución de fondos en el sector.
- Garantizar la capacidad de asumir las inversiones necesarias para atender el desarrollo del mercado, manteniendo el equilibrio financiero de las empresas.
- Garantizar que el «cash-flow» resultante como consecuencia del equilibrio sectorial alcanzado, así como del incremento de la recaudación, se destine a la autofinanciación de una parte importante de las nuevas inversiones.
- Mejorar el nivel de la tarifa eléctrica en relación con el resto de los países europeos, lo que probablemente se traducirá a medio plazo en una disminución de la misma en términos reales.

Los objetivos acabados de plantear se enmarcan dentro de las recomendaciones del Ministerio de Industria y Energía, relativas, fundamentalmente, a la necesidad de obtener una situación de competitividad en el ámbito comunitario en el que España se encuentra, procediendo conjuntamente con la elaboración del próximo PEN a un replanteamiento del diseño sectorial de acuerdo con tres líneas básicas:

- Concentración de la generación en un número reducido de empresas y, en consecuencia, efectuar la separación contable de las actividades de generación y distribución.
- Gestión unificada del sistema eléctrico y planificación coordinada.
- Mantenimiento del Marco Legal adaptándose a la nueva estructura y garantizando el equilibrio, económico y financiero estable de las Empresas del Sector.

3 PROPUESTA DE UN MODELO SECTORIAL

De acuerdo con los objetivos definidos en el apartado anterior, se propone un modelo sectorial en el que manteniendo la actual estructura vertical de las Empresas —ciclo completo, en su caso, a nivel de Grupo—, la asignación de inversión responda a objetivos financieros y de eficiencia en vez de a la exclusiva consideración de cada mercado.

Así el modelo propuesto deberá recoger lo que sigue:

- La asignación de inversiones responderá a objetivos financieros en vez de a exigencias de mercado.
- El sistema tarifario deberá garantizar que:
 - Se homogeneice el tratamiento económico de las empresas.
 - Se asegure la recuperación en el plazo más breve posible de las inversiones inmovilizadas en la moratoria nuclear, sea cual sea la decisión final que se adopte al respecto.

- Y que, de esta forma, una parte de la tarifa se dedique a la autofinanciación de nuevas inversiones.
- Dadas las repercusiones sociales, políticas y económicas de la energía nuclear de un lado, y de otra parte, la urgente necesidad de regularizar la explotación de determinados mercados y la situación de las Empresas que los atienden, se proponen adicionalmente ciertas medidas instrumentales: unificación en la gestión del equipo nuclear e intercambios de activos entre Empresas que conduzcan a la adecuada viabilidad financiera de las mismas.
- Con el fin de racionalizar el esquema empresarial en Cataluña se propone la constitución de un «Holding» que agrupe a las empresas catalanas.
- Se mantendrá la figura de REDESA adecuando sus pautas de actuación en los intercambios de energía conforme a lo que establezcan las nuevas directrices comunitarias.

3.1 ASIGNACIÓN DE INVERSIONES

Se debe evolucionar hacia un modelo en el que las inversiones sean asumidas en función de la capacidad de inversión de cada empresa.

Dada la situación de partida en el sector y al ser la capacidad de inversión función del «cash-flow» generado y éste a su vez del volumen de los activos, el sector debería de evolucionar gradualmente hacia un modelo de concentración de la producción.

Esto no significa que algunas empresas tengan que asumir una función meramente distribuidora, puesto que al conservar como mínimo sus actuales activos de generación y el desarrollo de la generación complementaria en sus zonas de influencia dispondrán de la necesaria capacidad de reserva y regulación de su mercado que les permitirá contratar la energía de la forma más económica posible, para asegurar su suministro, garantizándose así un sistema competitivo dentro de la generación en sintonía con las tendencias actualmente vigentes en el mundo.

3.2 Modificaciones al sistema tarifario

El sistema tarifario actual puede mantenerse en sus líneas básicas de cara al futuro en cuanto mecanismo o sistema para la determinación de la tarifa. Sin embargo, se plantean una serie de modificaciones tendientes a la corrección de la homogeneización del tratamiento económico de las empresas integrando la producción de Endesa en el mercado nacional, la recuperación de las inversiones en la moratoria nuclear, y la autofinanciación de las nuevas inversiones.

En virtud de lo anterior se plantean:

a) Homogeneización del tratamiento económico de las Empresas

El sistema representado por el Marco Legal Estable contiene en su actual estructura los canales de asignación de los ingresos del Sector debiendo experimentar este extremo determinadas modificaciones para adecuarlo a la realidad resultante del Sector una vez reordenado así como a la consecución de los objetivos anteriormente señalados.

Manteniendo el proceso de optimización en base siempre a los costes variables, la adecuación a la que se acaba de hacer referencia, se basará en el sistema de asignación de potencia y energía a los distintos mercados en función de los costes reales de generación por parte de las Empresas con excedentes.

Al no existir razones objetivas que justifiquen una diferenciación entre Empresas del coste de desarrollo futuro y una supuesta libre competencia en la asignación de esta energía a los diferentes mercados, no se justifica el mantenimiento de un sistema de compensaciones para la energía de desarrollo siempre y cuando la estructura tarifaria recoja adecuadamente los costes reales imputables a cada suministro.

Por lo que se refiere a la situación actual, manteniendo el esquema del Marco Legal Estable que adecua los ingresos a los costes reconocidos de cada Empresa, se debería modificar considerando en este modelo la retribución adecuada a las inversiones realizadas en las centrales de generación que han entrado en explotación recientemente, de forma que la redistribución de ingresos pudiera ser establecida «a priori» para independizar la gestión de las empresas del Sistema de Compensaciones.

El sistema tarifario actual concede a Endesa como Compañía productora un tratamiento específico muy favorable en relación con el resto de las Empresas del Sector.

La normativa comunitaria obliga a plantear la necesidad de adaptar Endesa a la misma estableciendo su situación mediante la corrección de las dos exigencias básicas siguientes:

- La asignación obligatoria de la energía por ella producida, y
- La observación del principio de transparencia de costes y precios.

El nuevo modelo sectorial que se propone tiende a solventar ambas exigencias al establecer, por una parte, un sistema de asignación de la energía actual de Endesa, y, por otra, un tratamiento homogéneo de los excedentes futuros de producción con independencia de cuál sea la Empresa productora.

Este tratamiento homogéneo puede alcanzarse en el período transitorio hasta la aplicación obligada de la normativa comunitaria.

b) Dar una solución definitiva a la Moratoria Nuclear.

No existen razones de índole técnica o económica para mantener la moratoria nuclear. Sólo razones de índole política podrían justificar su prórroga. En este caso, el coste financiero y económico derivado del mantenimiento de la misma no debería ser asumido por las sociedades propietarias.

La cancelación de una o varias instalaciones exigirá implementar los procedimientos para la amortización de la deuda existente. Dada la cuantía de dicha deuda, cualquier solución que contemple su amortización a largo plazo gravaría de una forma importante la tarifa, manteniendo una incertidumbre de recuperación que por razones de prudencia empresarial, limitaría a sus propietarios la posibilidad de un esfuerzo inversor importante. Por lo tanto, es necesario contemplar la amortización de esta deuda en el plazo más breve posible estableciendo los procedimientos y plazos adecuados en función del esfuerzo posible según la capacidad de las empresas propietarias.

El relanzamiento de la Central Nuclear de Valdecaballeros supondría sin una incidencia apreciable en la tarifa, la asignación suficiente para la resolución definitiva del importante tema de la moratoria nuclear.

c) Considerar los gastos financieros de la obra en curso, como un coste de explotación

Esta medida presenta la ventaja de abaratar el valor de los nuevos activos, minimizando el peso de los mismos en la Cuenta de Resultados de las Empresas al entrar éstos en explotación, facilitando notablemente

de esta forma la modulación de la tarifa en el tiempo con el tratamiento de los costes diferidos, la remuneración de las nuevas inversiones, etc., y garantiza la autofinanciación de una parte importante del Plan de Inversiones.

3.3 Sociedad de gestión nuclear

Consideraciones de tipo técnico, social y político podrían aconsejar la creación de una sociedad de gestión nuclear que centralice la coordinación de la explotación, las relaciones con las distintas instituciones relacionadas con el tema nuclear, etc.

Constituida esta Sociedad de Gestión Nuclear, puede ser también el instrumento adecuado para encauzar la solución de la moratoria nuclear, previos los estudios y las definiciones necesarios para el tema de tan gran trascendencia política y social.

3.4 Transferencia activos

El proceso de reordenación puede requerir la transferencia de determinados activos actualmente en explotación, lo que facilitaría la implementación del sistema y facilitaría la rentabilidad futura de las empresas vendedoras.

3.5 Holding eléctrico catalán

Cataluña, con dos Sociedades sin suficiente rentabilidad, con un exceso en sus participaciones nucleares, y con parte de sus mercados entremezclados, aconseja la creación de un «holding» eléctrico que controlando la mayoría de las tres Empresas catalanas asegure su rentabilidad, coordine sus estrategias e integre los intereses de las Empresas que mayor participación han tenido en el saneamiento ya realizado.

3.6 Redesa

La función coordinadora de la explotación del sistema eléctrico deberá ser asegurada por la continuación de la figura de Redesa. Asimismo Redesa deberá adecuar sus pautas de actuación en los intercambios de energía de acuerdo con el desarrollo del derecho comunitario.

4 CONSIDERACIONES GENERALES

La adopción del modelo propuesto permitiría, en el supuesto de que en un futuro se impusiera en la Comunidad Europea un modelo de sector predominante, adaptarse a él sin necesidad de un cambio estructural traumático. En efecto, si el modelo europeo se orienta hacia la separación total de negocios como medio de introducir la competencia en la generación, el modelo propuesto permitiría de forma espontánea contar con un conjunto de empresas generadoras, de distintos tamaños, con tres o cuatro empresas productoras pequeñas, que harían más efectivo el juego de la competencia. Por el contrario, si el modelo europeo se orienta hacia una separación parcial de negocios, con empresas verticales parcialmente deficitarias, y generadores independientes completando las necesidades de producción, la actual estructura del sector eléctrico español permitiría contar con una variedad empresarial que permitiría también hacer efectiva la competencia.

Una de las posibles razones de la Comunidad Económica Europea para no rechazar, e incluso para alentar la existencia de empresas eléctricas verticales parcialmente deficitarias es que, además de no eliminar la competencia en la generación, permitiría aprovechar al máximo las posibilidades que ofrece la conjugación de la generación y de la venta de energía dentro de una misma unidad de negocio para optimizar las inversiones y la explotación del conjunto producción-distribución-consumo, extendiendo esta optimización no sólo al sector eléctrico, sino al conjunto de la producción y del consumo, dentro del concepto del «least cost planning». Esta optimización conjunta de la producción y del consumo podría ser un instrumento muy eficaz ya en un futuro inmediato para contribuir a controlar el problema energético. Es fácilmente concebible que la separación total de la producción, por una parte, y de la venta y utilización de la energía, por otra parte, sería un obstáculo muy importante para que la eficiencia de la optimización conjunta producción-consumo se viera impulsada por una gestión empresarial, y no sólo por la respuesta a Disposiciones Oficiales.

En conclusión, en los próximos años el sector eléctrico español debe alcanzar un equilibrio económico-financiero que le permita llegar a esta posible nueva etapa en condiciones de poder encajar en ella sin estridencias.

**RATIFICACIÓN DEL PROTOCOLO Y ACUERDOS
COMPLEMENTARIOS SUSCRITOS
CON HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA, S.A.**

(Punto 2º del Orden del Día)

**PROTOCOLO DE ACUERDO DE LOS CONSEJOS DE
ADMINISTRACIÓN DE HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA,
S.A. E IBERDUERO, S.A.**

1 INTRODUCCIÓN

Los Presidentes de los Consejos de Administración de Hidroeléctrica Española, S.A. e Iberduero, S.A., considerando la capacidad de ambas empresas, su voluntad ya manifestada anteriormente de colaborar en el reordenamiento del sector eléctrico nacional y el entorno europeo al que pertenecen, convienen en iniciar un proceso que conduzca a la integración de las citadas empresas eléctricas, alcanzando la estructura óptima capaz de hacer frente a dichas exigencias.

Punto de partida de la citada integración, en la cual se han tenido en cuenta los intereses de los accionistas, de los empleados y de los usuarios, es el desarrollo de un Proyecto Empresarial basado en las siguientes consideraciones:

- La voluntad de contribuir decididamente al proceso de reordenación del sector eléctrico impulsado por la Administración, prestando la máxima colaboración al mismo.
- La dimensión, complementariedad y potencialidades del negocio eléctrico de ambas Sociedades.
- Su capacidad para prestar un servicio con una calidad y precio comparables a los de otros países europeos.
- La existencia de múltiples empresas dependientes de ambas Sociedades, germen de un posible grupo industrial.
- La alta cualificación humana y profesional de ambas Sociedades.

La complementariedad de las estructuras de producción y de los mercados de ambas Sociedades permite activar las sinergias que de ella se derivan, lo que por sí basta para justificar la idoneidad del Proyecto Empresarial.

En efecto, la rentabilidad de las instalaciones de generación de energía de calidad de punta de Iberduero se multiplica con la capacidad de generación de energía de base de Hidrola y viceversa.

El peso del mercado industrial de Iberduero se compensa con el del mercado doméstico de Hidrola.

Los costes de generación de ambas Compañías permitirán afrontar razonablemente el futuro sin temor a los riesgos derivados de las incertidumbres de los mercados mundiales energéticos.

En cuanto a los negocios distintos al eléctrico, ambas Sociedades están desarrollando una serie de iniciativas a través de empresas que mantienen posiciones tecnológicas de cabecera.

Los Consejos de Administración de ambas Compañías son conscientes de la complejidad del proceso, que consideran pueden superarse con el esfuerzo conjunto a desarrollar, dentro del espíritu de colaboración y armonía alcanzado entre ambas Sociedades.

2 BASES ESENCIALES PARA LA INTEGRACIÓN

En razón a cuanto antecede, los Presidentes de los Consejos de Administración de Hidroeléctrica Española, S.A. e Iberduero, S.A. han convenido la iniciación del proceso de integración de las dos Sociedades a que se refiere ese documento, que se registrá por las siguientes Bases:

BASE 1

En primer lugar, ambos Presidentes desean dejar expresa constancia de que el proceso de integración de que se trata tiene un absoluto carácter convenido, constituyendo un Proyecto en común propiciado, iniciado y elaborado conjuntamente por ambas Compañías.

BASE 2

De igual manera manifiestan que el citado proceso de integración y la resultante del mismo se regirán como regla general por el principio de paridad e igualdad, comprometiéndose ambas Compañías a cuidar de forma especial todas aquellas actuaciones que contribuyan a la explícita constancia de dichos criterios, con objeto de que así sea entendido y considerado por los accionistas, trabajadores y usuarios de ambas Sociedades, así como por el resto de las instituciones de todo orden.

En relación con los aspectos patrimoniales, se efectuarán con carácter previo los ajustes que fueren necesarios.

En lo referente a la organización y gestión empresariales, se aplicarán criterios de profesionalidad y cualificación a fin de obtener la mejor realización del Proyecto.

BASE 3

La integración de que se trata tiene por objeto, tanto el ejercicio de la actividad eléctrica por las dos Compañías de forma conjunta, como, con miras al Mercado Único Europeo y considerando las capacidades de que las Sociedades disponen, acometer un «Proyecto Empresarial» que les permita su presencia activa en los distintos campos, tanto paralelos al eléctrico como ajenos a él, y en algunos de los cuales ya ejercen su actividad de forma importante, con el fin de proceder a su desarrollo en el futuro y llegar a alcanzar la más amplia diversificación de negocios.

BASE 4

En relación con la Base anterior y como complemento de ella, expresamente manifiestan que el Proyecto, además de su contenido empresarial propio, pretende como objetivo la separación de los negocios eléctricos y no eléctricos de las Compañías hasta su constitución final en un régimen de «holding» que posea los títulos representativos del Capital de las Sociedades que se dediquen tanto a la actividad eléctrica como al resto de las actividades.

BASE 5

En consecuencia, siendo las Bases anteriores «Bases esenciales» de la integración de las Sociedades, las mismas constituirán el criterio a la luz del cual deberá desarrollarse el total proceso de integración e interpretarse cualquiera de las previsiones contenidas en el presente Protocolo.

3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE INTEGRACIÓN

La integración total de las dos Compañías, dada la importancia de cada una de ellas, se producirá a través de un proceso complejo que tiene como finalidad expresamente convenida la de llegar a la integración total que las dos partes desean.

A. El proceso de integración

El proceso de integración dará comienzo, como consecuencia de los acuerdos que adoptarán con carácter simultáneo los Consejos de Administración de las dos Sociedades, designando, previa incorporación al Consejo de Administración de ambas, a la Sociedad HI Holding, S.A. (participada al 50% por las dos Sociedades y con domicilio social en Madrid, calle Hermosilla número 3), como Consejero Delegado de Hidroeléctrica Española, S.A. e Iberduero, S.A. En tales acuerdos, y de conformidad con lo previsto en la Ley de Sociedades Anónimas, se delegarán con carácter permanente en la citada Sociedad todas las funciones y competencias que de acuerdo con la Ley y los Estatutos corresponden al Consejo de Administración de las dos Sociedades, sin más excepción que las indelegables de acuerdo con la Ley.

En consecuencia, la fase inicial del procedimiento significa que el establecimiento hasta la finalización del proceso de integración, de una gestión común para las dos Sociedades a través de la Sociedad gestora citada.

Ambos Consejos de Administración, que conservarán formalmente sus competencias, asumirán recíprocamente el compromiso de mantener sin modificación alguna a lo largo de todo el proceso de integración los acuerdos relacionados con el otorgamiento de la gestión en favor de la Sociedad gestora, comprometiéndose igualmente a adoptar los acuerdos a que les someta el Consejo de Administración de la misma.

B. La Sociedad Gestora

La gestión de la Sociedad HI Holding, S.A., se encomendará a un Presidente, un Consejo de Administración, una Comisión Ejecutiva y un Consejero Delegado.

Se nombrará como Presidente a D. Íñigo de Oriol e Ybarra.

El Consejo de Administración quedará integrado por la totalidad de los actuales componentes de los Consejos de Administración de Hidroeléctrica Española, S.A. e Iberduero, S.A. con objeto de que en la mencionada Sociedad, que constituye una pieza clave del proceso de integración, se refleje igualmente el carácter convenido del mismo.

El Consejo de Administración designará como Presidente de Honor de la Sociedad a don Manuel Gómez de Pablos González.

El Consejo de Administración designará como Vicepresidentes de la Sociedad a don Mario Conde de Conde, don Javier Gúrpide Huarte y don Víctor Urrutia Vallejo.

Formarán parte de la Comisión Ejecutiva los siguientes Consejeros, a los que podrán añadirse por designación del Consejo otros miembros del mismo hasta un total de quince:

| | |
|-------------|--------------------------------------|
| Presidente: | D. Íñigo de Oriol e Ybarra |
| Vocales: | D. Mario Conde Conde |
| | D. Javier Gúrpide Huarte |
| | D. Víctor Urrutia Vallejo |
| | D. José Antonio Garrido Martínez |
| | D. José Luis Antoñanzas Pérez-Egea |
| | D. Claudio Boada Vilallonga |
| | D. Ángel Galíndez Celayeta |
| | D. Celedonio José de Isusi Gutiérrez |
| | D. Ignacio de Pinedo Cabezudo |
| | D. Epifanio Ridruejo Brieva |
| | D. José Rosón Trespalacios |

El Consejo de Administración designará como Consejero Delegado de la Sociedad a don José Antonio Garrido Martínez.

De igual manera, la Sociedad HI Holding, S.A. aceptará los nombramientos de Consejero y Consejero Delegado de las dos Sociedades interesadas en el proceso de integración y designación como su representante a don José Antonio Garrido Martínez en los Consejos de Administración de Hidroeléctrica Española, S.A. e Iberduero, S.A.

Además de las funciones de gestión unificada a que se hace referencia en los apartados anteriores, ambos Consejos de Administración encargarán a la Sociedad HI Holding, S.A. la elaboración urgente, para su aprobación por los respectivos Consejos, de la forma jurídica de integración que, siendo la más conveniente desde el punto de vista estratégico —considerado el proyecto empresarial que significa el proceso de integración— jurídico, financiero y fiscal, permita alcanzar la integración total de las dos Compañías de acuerdo con los criterios de la Comunidad Económica Europea.

Como consecuencia de los acuerdos antes mencionados, y sin perjuicio de que, por exigirlo así los Estatutos de las dos Sociedades en la actualidad, se mantengan sus actuales órganos administrativos, la gestión de las dos Sociedades quedará encomendada a partir de dicho momento a HI Holding, S.A., como Consejero Delegado permanente.

En todo caso, una vez realizado lo previsto en los apartados anteriores, de acuerdo con las circunstancias y tiempo que se consideren oportunos, ha de llegarse a una integración total de las dos actuales Sociedades, así como a su desaparición y sustitución por una tercera de nueva creación, o bien por las necesarias para lograr una estructura de «holding». El domicilio social de la Sociedad dedicada a la actividad eléctrica estará en Bilbao. Los domicilios sociales de las restantes Sociedades se determinarán de acuerdo con el esquema final organizativo que se establezca aprovechando de la mejor forma las relaciones entre las organizaciones y elementos técnicos y humanos hoy existentes y los lugares de su ubicación, dentro del criterio de unidad de gestión emanado del «holding».

4 INTERPRETACIÓN DEL PRESENTE PROTOCOLO

Los términos y cláusulas de este Protocolo serán interpretados en todo momento según los principios de buena fe, debiendo entenderse comprendidos todos aquellos aspectos que, no contemplados explícitamente, resulten necesarios para conseguir la finalidad pretendida.

Al efecto de cubrir las lagunas que pudieran existir en el presente Protocolo, o de adaptar el desarrollo del proceso de integración tal como ha sido definido en el mismo, los Consejos de Administración de las dos Sociedades establecen como regla fundamental la derivada de las Bases esenciales a que se refiere el Capítulo II del presente Protocolo, de modo que cualquier duda u omisión se resolverá siempre en el sentido más favorable que conduzca a la integración total y plena de las dos Sociedades.

Dicha labor de completar e interpretar el presente Protocolo se encomienda a los actuales Presidentes de los Consejos de Administración, don Manuel Gómez de Pablos González y don Íñigo de Oriol e Ybarra conjuntamente y si faltare alguno de ellos, el que le hubiere sustituido en dicho cargo.

Para el caso de que se hubiese producido ya la extinción de las dos Sociedades actualmente existentes, o no existieran órganos colegiados de administración en las mismas, ejercerán dicha función las dos personas que designara por mayoría de dos tercios de sus componentes el Consejo de Administración de HI Holding, S.A. De no alcanzarse dicha mayoría en dos votaciones consecutivas, se procederá para designar a las dos personas citadas a la insaculación de dos Letrados en ejercicio entre los propuestos por Consejeros de dicha Sociedad y de no efectuarse propuesta alguna, serán designados dos Letrados en ejercicio, uno por el Decano del Colegio de Abogados de Vizcaya y otro por el Decano del Colegio de Abogados de Madrid, pertenecientes a cada uno de estos Colegios.

En todo caso, las personas designadas acordarán el procedimiento aplicable para resolver la cuestión planteada.

5 VIGENCIA DEL PRESENTE PROTOCOLO

El presente Protocolo se extinguirá una vez que se alcance el objetivo último de la plena integración de ambas Sociedades, a través de cualquiera de las fórmulas mencionadas en el Capítulo III anterior, siendo de aplicación lo previsto en el Capítulo IV en caso de discrepancia.

Leído y encontrado conforme por los respectivos Presidentes de las dos Sociedades, lo asumen en todo su contenido, comprometiéndose a presentarlo para su ratificación a sus respectivos Consejos de Administración.

Madrid, 30 de Abril de 1991

D. Íñigo de Oriol Ybarra

Presidente

Hidroeléctrica Española, S.A.D.

Manuel Gómez de Pablos González

Presidente

Iberduero, S.A.

(Firmado por los respectivos Presidentes y ratificado por los Consejos de Administración de ambas Sociedades en la indicada fecha).

**ACUERDOS COMPLEMENTARIOS AL PROTOCOLO
SUSCRITO CON FECHA 30 DE ABRIL DE 1991
POR LOS CONSEJOS DE ADMINISTRACIÓN DE
HIDROELÉCTRICA ESPAÑOLA, S.A. E IBERDUERO, S.A.**

En el Protocolo mencionado se encomienda a la sociedad HI Holding, S.A. la doble función de realizar la gestión común de las dos sociedades hasta la finalización del proceso de integración, y la de proponer la fórmula jurídica de integración que considerase más conveniente desde el punto de vista estratégico, jurídico, financiero y fiscal.

Como consecuencia del acuerdo adoptado con esta misma fecha por ambos Consejos de Administración en el sentido de iniciar la integración de las dos compañías a través de la formulación de una Oferta Pública de Adquisición sobre los valores de Hidroeléctrica Española, S.A. e Iberduero, S.A., los Consejos de Administración de Hidroeléctrica Española, S.A. e Iberduero, S.A. a propuesta del Consejo de Administración de HI Holding, S.A. acuerdan, en desarrollo del Protocolo de 30 de Abril de 1991, lo siguiente:

1. Ambos Consejos de Administración convocarán Junta General de Accionistas a celebrar el día 25 de Junio de 1991, con objeto de adoptar, además de los que ordinariamente someterían a la misma, los siguientes acuerdos:
 - a) Las dos sociedades modificarán sus actuales denominaciones, de modo que Iberduero, S.A. pasará de denominarse Iberdrola I, S.A., e Hidroeléctrica Española, S.A. se denominará en el futuro Iberdrola II, S.A.
 - b) Hidroeléctrica Española, S.A. modificará sus Estatutos suprimiendo el Consejo de Administración como órgano administrativo de la sociedad, que será sustituido por un Administrador general único, designándose para desempeñar dicho cargo a Don José Antonio Garrido Martínez, Consejero Delegado de HI Holding, S.A.
 - c) Iberduero, S.A. modificará sus Estatutos en el sentido de ampliar el número de Consejeros a 45, como máximo, procediendo en la misma Junta a designar un nuevo Consejo de Administración de la sociedad integrado por las mismas personas y cargos que actualmente forman parte del Consejo de Administración de HI Holding, S.A., cuyo Presidente, por lo tanto, será D. Íñigo de Oriol e Ybarra.
 - d) De igual manera, y mediante el correspondiente acuerdo de Junta General —completado por un acuerdo del Consejo de Administración— se preverá una Comisión Ejecutiva de la que formen parte las mismas personas que integran la Comisión Ejecutiva de HI Holding, S.A.
 - e) En los Estatutos de Iberduero, S.A. se contemplará con carácter necesario la existencia de un Consejero Delegado, procediéndose a designar mediante el correspondiente acuerdo del Consejo de Administración para desempeñar dicho cargo a Don José Antonio Garrido Martínez, Consejero Delegado de HI Holding, S.A.
 - f) En los Estatutos de Iberduero, S.A. se regularán el Presidente y Consejero Delegado con las mismas facultades que para dichos cargos resultan de los Estatutos sociales de HI Holding, S.A.

2. De conformidad con lo establecido en el Protocolo de 30 de Abril de 1991, la gestión común de las dos compañías y del grupo resultante corresponderá a HI Holding, S.A.
- Definición de la estrategia del grupo y política general del mismo.
 - Desarrollo del proyecto empresarial sobre el cual se ha planteado la integración.
 - Adopción de los acuerdos necesarios para la realización de nuevas fases de la integración.
 - La sociedad mencionada será garante del Protocolo de integración y de los intereses de los accionistas y personal de las dos sociedades.

Madrid, 31 de Mayo de 1991

(Aprobado por los Consejos de Administración de ambas Sociedades en la fecha indicada y firmada por los respectivos Presidentes).



EL PLAN ESTRATÉGICO DE IBERDROLA (HASTA 2006)

José Luis del Valle Doblado

INGENIERO DE MINAS. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
DIRECTOR DE ESTRATEGIA Y DESARROLLO DE IBERDROLA

1 NACIMIENTO DEL PLAN ESTRATÉGICO 2002-2006

El 21 de mayo de 2001 el Consejo de Administración de Iberdrola nombró vicepresidente y consejero delegado de la compañía a Ignacio Sánchez Galán, que comenzó de inmediato la preparación de un Plan Estratégico para el período 2002-2006, a fin de someterlo a la pronta consideración del Consejo.

En el arranque inicial de su trabajo, el nuevo consejero delegado trató de obtener una visión completa de la situación de la sociedad en sus diversas áreas de negocio: desde las más tradicionales de generación y distribución eléctrica a los proyectos de construcción de ciclos combinados de gas y energías renovables, así como a las actividades de diversificación: telecomunicaciones, inmobiliaria, etc. Sánchez Galán puso en marcha un equipo encargado de analizar las distintas alternativas de actuación. Este equipo debía definir los objetivos de Iberdrola para el año 2006 y el camino para alcanzarlos, y estaba integrado por profesionales del área de Planificación y Desarrollo y del departamento de Control así como por los equipos de planificación de cada uno de los negocios de la sociedad. Adicionalmente participaron en este proceso asesores externos como el banco de inversión Morgan Stanley y la consultora Boston Consulting Group (BCG).

Consciente de la urgencia y de la trascendencia de su misión, el equipo encargado de diseñar el Plan Estratégico trabajó de forma ininterrumpida durante los meses de julio, agosto y septiembre de 2001. Su labor se desarrolló en directa colaboración con las distintas unidades de negocio de Iberdrola y permitió elaborar escenarios y proyecciones para cada una de ellas, que luego eran homogeneizadas y consolidadas para el conjunto del grupo.

Inicialmente se establecieron reuniones quincenales de seguimiento de los trabajos de elaboración del plan. En ellas se analizaban y revisaban, bajo la supervisión del nuevo vicepresidente y consejero delegado, las distintas alternativas. Después de cada reunión, el equipo volvía al trabajo para modificar hipótesis, rehacer escenarios, discutir y plantear nuevas opciones, y, finalmente, recalcular todas las cifras.

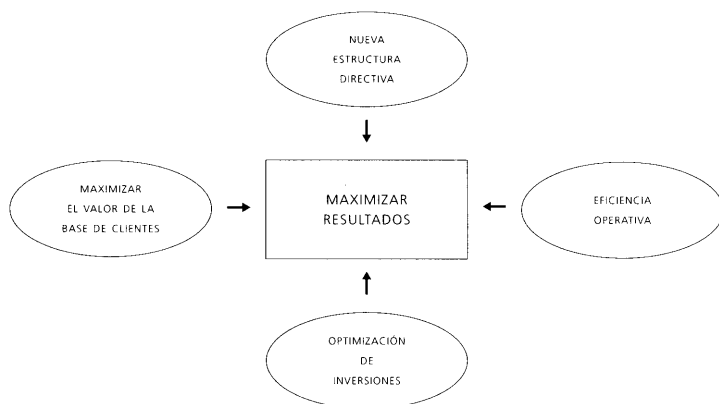
A medida que se acercaba la fecha de anuncio del Plan Estratégico, las reuniones de seguimiento se hicieron más frecuentes e intensas. En las semanas previas a su presentación al Consejo de Administración, el equipo encargado de diseñarlo precisó dos o más encuentros semanales, y su trabajo se prolongó día y noche para afinar los cálculos y preparar la difusión del plan a inversores, analistas y medios de comunicación, una vez fuese aprobado por el Consejo.

En esa recta final de los preparativos tuvieron lugar los trágicos ataques terroristas del 11 de septiembre al World Trade Center en Nueva York y al Pentágono en Washington. Los terribles atentados, que sesgaron la vida de varios miles de personas y conmocionaron al mundo, tuvieron también una incuestionable influencia sobre el funcionamiento de la economía internacional, y tanto las bolsas como los mercados de crédito comenzaron a penalizar a aquellas sociedades cuya estrategia estuviera peor definida o cuyo perfil de riesgo fuera mayor.

El Plan Estratégico de Iberdrola fue pionero en avanzar, precisamente por la dirección que los mercados financieros comenzaban a marcar, en un contexto de elevada incertidumbre y nerviosismo. En concreto, los inversores esperaban:

- Un crecimiento orgánico centrado en el negocio tradicional de la compañía.
- Un crecimiento enfocado a los mercados tradicionales del grupo —mercados con alto potencial de crecimiento y perfil de riesgo bajo o moderado—.
- Un ambicioso plan de inversiones en nuevas tecnologías de generación medioambientalmente más eficientes (ciclos combinados de gas y energías renovables).
- Una política de endeudamiento prudente.
- Y un proceso de desinversiones en aquellos negocios considerados no estratégicos.

GRÁFICO 1 Ejes fundamentales del Plan Estratégico 2002-2006 de Iberdrola



Fuente Iberdrola.

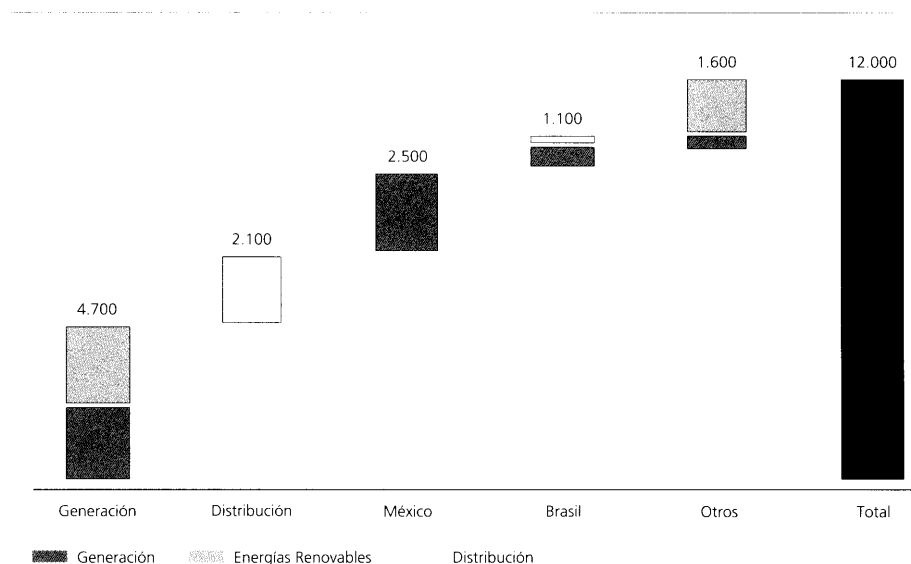
1.1 APROBACIÓN Y CONTENIDOS DEL PLAN ESTRATÉGICO 2002-2006

La estrategia de Iberdrola fue ultimada en una reunión que se celebró los días 22 y 23 de septiembre de 2001 en la Central Hidroeléctrica de Villarino (Salamanca), y tres días después, en la sesión celebrada el 26 de septiembre, el Consejo de Administración de la sociedad aprobó el Plan Estratégico 2002-2006 por unanimidad. En aquella sesión, también recibió el visto bueno el organigrama de la compañía, que aúna y conjuga el saber hacer de la experiencia y de la larga trayectoria de la sociedad con el rejuvenecimiento del equipo directivo, y supone la adopción de un modelo de gestión sencillo, directo y flexible, orientado al cliente y a los resultados.

Como ya se ha mencionado, la nueva estrategia de Iberdrola se centra en cuatro ejes fundamentales:

- la eficiencia operativa
- la eficiencia en las inversiones
- la gestión eficiente de los recursos
- la optimización de las relaciones con los clientes

GRÁFICO 2 Plan de Inversiones 2001-2006
Desglose de inversiones por actividad/región (millones de euros)



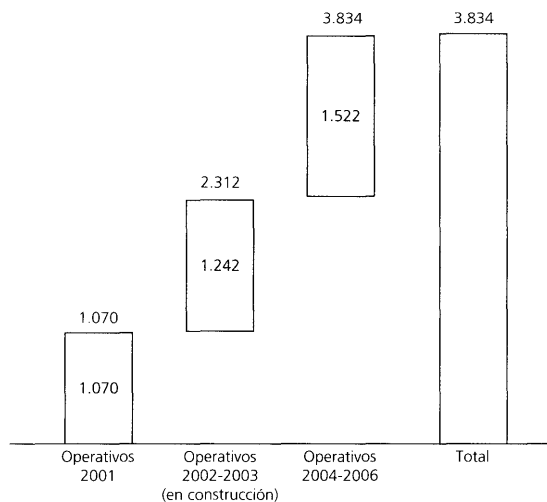
Fuente: Iberdrola.

El Plan Estratégico 2002-2006 prevé duplicar las principales magnitudes operativas y financieras de la compañía (alcanzando un beneficio neto de 1.600 millones de euros en 2006), mediante unas inversiones superiores a 12.000 millones de euros, maximizando la rentabilidad y la creación de valor para accionistas, clientes y empleados. Este ambicioso objetivo del Plan Estratégico ha quedado sintetizado en el lema «x2+».

Más de un 65% de las inversiones previstas, 8.000 millones de euros, se destinaría al mercado nacional, centrándose el resto en los mercados de México y Brasil (4.000 millones de euros). Para financiar estas inversiones, el plan cuenta, por un lado, con el propio *cash flow* generado por la sociedad y, por otro, con la venta de activos no estratégicos del grupo cuyo importe se ha estimado en 3.000 millones de euros.

En definitiva, el programa de inversiones del Plan Estratégico 2002-2006 descansa sobre tres pilares básicos. En primer lugar, el crecimiento en generación en España, basado en el liderazgo de Iberdrola para el desarrollo y la construcción de nuevos ciclos combinados de gas y en la promoción de energías renovables, en especial la eólica.

GRÁFICO 3 Capacidad instalada de renovables en España (MW)

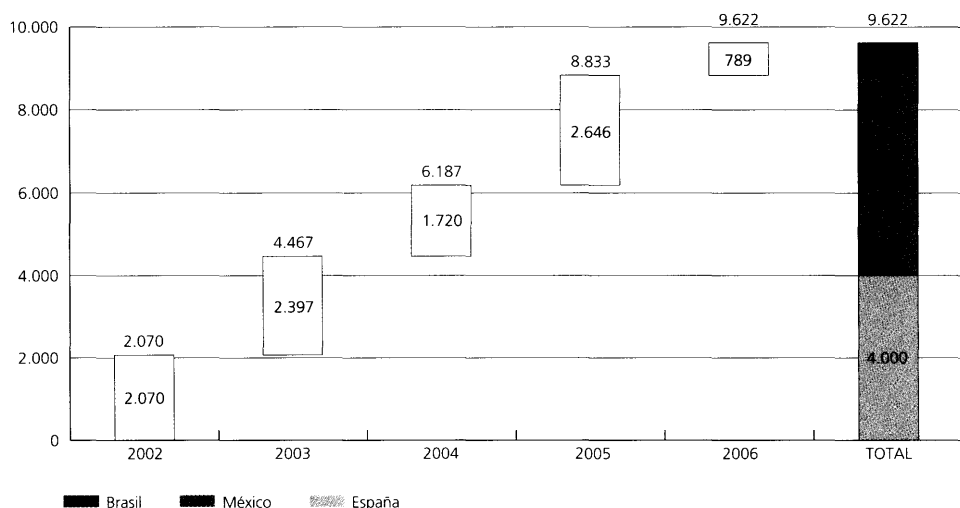


Fuente Iberdrola.

La apuesta de Iberdrola por estas nuevas fuentes de generación de energía «limpia» y medioambientalmente sostenible ha sido refrendada con la publicación del plan de inversiones 2002-2011 del Gobierno español para el sector. Este plan, que prevé la construcción de 14.000 MW de ciclos combinados de gas y 13.000 MW de parques eólicos, se publicó en septiembre de 2002, un año después del lanzamiento del Plan Estratégico de la sociedad. Posteriormente, a finales del año 2004, el Plan Nacional de Asignaciones, diseñado en cumplimiento de las obligaciones derivadas del Protocolo de Kyoto y de la Directiva de la Unión Europea sobre Derechos de Emisión, ha confirmado de nuevo los planteamientos de Iberdrola, promoviendo un cambio del «mix de tecnologías» de producción de electricidad que favorece a las tecnologías menos contaminantes (ciclos combinados de gas y renovables). El segundo eje del Plan Estratégico persigue el crecimiento internacional en generación a través de la construcción de centrales de ciclo combinado de gas en México, que se complementará con la expansión internacional del negocio de renovables.

Finalmente, el Plan Estratégico persigue reforzar la solidez financiera de Iberdrola, reduciendo el ratio de apalancamiento hasta el 50% y manteniendo su posición como una de las empresas europeas con mejor calificación crediticia.

GRÁFICO 4 Capacidad instalada en ciclos combinados (MW)



Fuente Iberdrola.

A continuación se describen de modo sintético las líneas de actuación del Plan Estratégico de la sociedad en las distintas áreas de negocio:

Generación convencional en España

El Plan Estratégico prevé la instalación de 4.000 nuevos megavatios de potencia en modernas centrales de ciclo combinado de gas en España, con una inversión de 1.900 millones de euros. Esta apuesta sitúa a Iberdrola como la primera empresa en la construcción de nueva capacidad de generación eléctrica y permite aumentar la flexibilidad de su parque de plantas de generación, manteniendo su competitividad y su liderazgo en costes.

Generación con renovables en España

Junto a la construcción de ciclos combinados de gas, el Plan Estratégico potencia el desarrollo del parque de generación a partir de fuentes de energía renovables. El objetivo es superar los 3.800 MW de capacidad instalada de este tipo en 2006, lo que convertirá a Iberdrola en el primer generador de energía utilizando fuentes renovables. La inversión prevista para este capítulo asciende a más de 2.500 millones de euros.

Gas

En el negocio de gas, el Plan Estratégico establece el posicionamiento de Iberdrola en el mercado español de gas, incluyendo tanto el suministro a sus propias centrales de ciclo combinado como a clientes finales. Adicionalmente, la participación de Iberdrola en infraestructuras claves para el control del acceso físico del gas al mercado español (como las regasificadoras de Bilbao —Bilbao Bizkaia Gas— y Sagunto, y posteriormente también el gasoducto directo Argelia-España —Medgaz—) le permitirán garantizarse un suministro estable y seguro en un mercado tradicionalmente monopolizado por Gas Natural y su filial Enagás.

Generación internacional: México y Brasil

En México, donde a fines de 2001 Iberdrola era ya la primera empresa privada en generación, el Plan Estratégico prevé inversiones de 2.500 millones de euros destinados fundamentalmente a la construcción de 5.000 MW de potencia en centrales de ciclo combinado de gas. En Brasil, los objetivos de nueva capacidad fijados por el Plan Estratégico (unos 560 MW) están dirigidos a abastecer parte de la demanda eléctrica de los mercados de Iberdrola en la región del Nordeste (Coelba, Celpe y Cosern) y obtener así mayores eficiencias en el conjunto de negocios.

Comercialización

Uno de los ejes del Plan Estratégico es la maximización del valor de las relaciones de Iberdrola con sus clientes mediante el aprovechamiento de las oportunidades que ofrecen los procesos de liberalización de los mercados de electricidad y de gas. Por ello, uno de los principales objetivos de la sociedad es fidelizar a sus clientes: ofrecerles un mayor número de productos y servicios, y hacer que éstos se ajusten mejor a sus necesidades.

1.2 COMUNICACIÓN Y FAVORABLE ACOGIDA INICIAL DEL PLAN ESTRATÉGICO DE IBERDROLA

1.2.1 Presentación a la comunidad financiera

El Plan Estratégico 2002-2006 fue presentado por el vicepresidente y consejero delegado el día 1 de octubre de 2001 ante un público compuesto por más de ciento cincuenta analistas y representantes de instituciones de inversión. Posteriormente se realizó una intensa gira de presentaciones y reuniones, *road show*, con analistas e inversores de las principales instituciones financieras nacionales e internacionales.

De este modo, durante el último trimestre del Ejercicio 2001, se mantuvieron reuniones con más de ciento setenta inversores e instituciones de España, Estados Unidos, Gran Bretaña, Alemania, Francia, Italia, Holanda, Dinamarca, Suecia y Portugal,

con el objetivo de dar a conocer los principales aspectos del plan y profundizar en las relaciones internacionales de Iberdrola.

1.2.2 Presentación al equipo directivo y a los empleados de Iberdrola

Al día siguiente de que el Consejo de Administración aprobara el Plan Estratégico 2002-2006 el vicepresidente y consejero delegado inició el proceso para su comunicación interna convocando, en primer lugar, al equipo directivo. Desde este momento, se pusieron en marcha las reuniones necesarias para llegar a cada uno de los empleados de la sociedad. Fueron cerca de trescientos encuentros informativos que congregaron a más de 10.500 empleados del grupo. Este despliegue de comunicación interna tenía cuatro objetivos: en primer lugar, extender el conocimiento del Plan Estratégico 2002-2006 a todos los empleados de la compañía; en segundo lugar, ahondar en el sentido de pertenencia a Iberdrola; en tercer lugar, ofrecer a los empleados la oportunidad de participar así como de expresar sus sugerencias e inquietudes; y por último, permitir el acercamiento de cada responsable a sus equipos, impulsando el diálogo como forma de relación y de compromiso.

Para completar esta ronda de información se puso en marcha, en la página web del Portal del Empleado, un buzón de sugerencias y una presentación del Plan Estratégico. Además, diversos medios de comunicación interna, como la página web Ibernoticias y la revista de información corporativa para los empleados del grupo, han ido actualizando desde entonces y difundiendo los avances en el cumplimiento del Plan Estratégico.

1.2.3 Los primeros resultados del Plan Estratégico

El mundo financiero acogió favorablemente y desde el primer momento el Plan Estratégico 2002-2006 de Iberdrola. El trabajo en equipo para la preparación del plan y el esfuerzo de comunicación desplegado por la sociedad fue reconocido a comienzos de 2003 en la persona de Ignacio Sánchez Galán, al que el *Reuters Institutional Investor Report* otorgó el título de Mejor Consejero Delegado en el sector energético europeo.

Para la asignación de este título, que recogió la opinión de más de setecientos cincuenta analistas financieros de toda Europa, se valoraron positivamente aspectos como la rapidez de respuesta a las solicitudes de información, la accesibilidad del equipo directivo y su intenso apoyo en una amplia serie de eventos celebrados para comunicar la estrategia y las operaciones de la sociedad y la transparencia y la calidad de la información, destacando especialmente la que se recoge en la web corporativa.

El trabajo realizado por Iberdrola tuvo un reflejo paralelo en el mercado de valores: en el año 2001 la acción de Iberdrola fue la que mejor se comportó entre las empresas energéticas del Ibex 35 y su evolución bursátil se situó también entre las mejores

eléctricas internacionales. La rentabilidad total para el accionista (incluyendo los dividendos abonados) alcanzó el 13,6% durante 2001, con una revalorización en bolsa del 9,5% frente al descenso del 4,7% del Índice del Sector Eléctrico en España y el retroceso del 9,5% del EuroStoxx Utilities.

2 DESARROLLO DEL PLAN ESTRATÉGICO 2002-2006

La aplicación del Plan Estratégico se ha visto acompañada de unos resultados que superan las ambiciosas expectativas iniciales. Al terminar el primer ejercicio del plan, enero-diciembre 2002, ya se habían adelantado en un año sus principales objetivos. La característica de cumplimiento con adelanto ha sido una constante desde entonces y confirma la solidez de Iberdrola en el mercado liberalizado de electricidad, energías renovables y construcción de ciclos combinados de gas.

2.1 EVOLUCIÓN EN 2002

En julio de 2002 entró en funcionamiento el primer ciclo combinado de Iberdrola en Castellón (800 MW), iniciativa pionera en la Península Ibérica y en cuya ejecución se cumplieron de manera rigurosa los plazos y los presupuestos previstos. La puesta en funcionamiento de este ciclo combinado muestra el fruto de casi cinco años de esfuerzos, ya que las gestiones para la obtención de las autorizaciones pertinentes comenzaron a finales de 1997. Tres años después, en diciembre de 2002, se celebró el acto de colocación de la primera piedra en presencia del entonces presidente de la Generalitat Valenciana, Eduardo Zaplana, y del presidente de Iberdrola Iñigo de Oriol.

El presupuesto total del ciclo combinado ascendió a trescientos millones de euros. General Electric y ACS fueron las adjudicatarias del contrato de ingeniería, selección de equipos y construcción, contrato generalmente conocido como «EPC»: «Engineering, Procurement and Construction». La correcta ejecución del proyecto fue supervisada por Iberdrola Generación e Iberdrola Ingeniería y Construcción.

Durante el primer semestre de 2002 Iberdrola obtuvo además la adjudicación, en competencia con otras compañías, de los activos de generación de Enron y Abengoa en Arcos de la Frontera. Estos activos, que suman 1.600 MW, entraron en operación según lo previsto en 2004 y 2005 y han supuesto para Iberdrola la apertura de un nuevo mercado: Andalucía.

La anunciada apuesta por las energías renovables se puso de manifiesto en 2002 mediante la adquisición a Gamesa de sus parques eólicos, por una potencia instalada total de 982 MW, que empezaron a funcionar entre 2002 y 2004; su calidad, cifrada en horas de funcionamiento equivalentes (2.650 horas), supera en más de un 21% a la media nacional. El anuncio de la compra de los parques eólicos se produjo el día 1 de octubre en el curso de una audioconferencia celebrada con analistas financieros. Se trataba de un acontecimiento de relevancia pues suponía la primera adquisición significativa de energías renovables, tanto para Iberdrola como para el sector, ya que el importe de la transacción, aprobada previamente por el Consejo, rondaba los mil millones de euros. El encuentro con los analistas financieros se convirtió en una sesión convincente sobre los aspectos a considerar en proyectos de energías renovables, y desvaneció en pocos minutos la incertidumbre que la noticia hubiera podido causar en la comunidad inversora. Ignacio Sánchez Galán hizo especial hincapié en la importancia de conocer la calidad de los activos, ya que no es lo mismo pagar un precio determinado, medido en términos de coste por megavatio, en parques con poco funcionamiento, es decir, con poco viento, que pagarlo en parques de mucha producción, favorecidos por los vientos, como era el presente caso. El interés despertado por esta sesión se tradujo en una segunda reunión posterior, celebrada en Londres, en julio de 2003, para que la comunidad inversora pudiera profundizar sobre las principales variables operativas y financieras del negocio de renovables.

La voluntad de asegurarse el control operativo y la capacidad de aumentar su presencia en el negocio de las energías renovables justificó el acuerdo de reparto de activos entre Iberdrola y Energía Hidroeléctrica de Navarra (EHN) para lograr una racionalización de las participaciones. De este modo, Iberdrola pasó a gestionar cerca del 100% del total de los megavatios atribuidos.

Las operaciones citadas aumentaron la capacidad instalada en energías renovables hasta 1.400 MW a final de 2002, lo que situó a la sociedad en una posición de primacía mundial que se ha reafirmado en años posteriores.

La firme apuesta por los ciclos combinados de gas, así como las oportunidades que ofrecía la liberalización del sector energético en España, pusieron de manifiesto la relevancia de las actividades de aprovisionamiento de gas, tanto para el suministro a las centrales de ciclos combinados como para su comercialización a terceros. Con el objetivo de aunar esfuerzos y alcanzar los objetivos previstos, se creó en Iberdrola la Unidad de Gas, que en su primer año de vida firmó contratos de aprovisionamiento por una cantidad de 5,7 bcm (miles de millones de metros cúbicos) anuales, capaces de garantizar un 70% de las necesidades de la sociedad a largo plazo. Para apoyar esta actividad y evitar posibles frenos provocados por retrasos ajenos a la compañía, Iberdrola decidió participar en las regasificadoras de Bahía de Bizkaia Gas, que entró en funcionamiento en 2003, y de Sagunto (en construcción).

La vocación internacional de Iberdrola quedó patente en agosto del 2002 cuando empezaron a funcionar 1.000 MW del ciclo combinado de gas en Monterrey. Esta operación se había gestado tres años antes, cuando la Comisión Federal de Electricidad (CFE) adjudicó a Iberdrola un compromiso de compra-venta de energía asociada a 500 MW y otros 500 MW destinados a suministrar energía directamente a clientes libres industriales. Tales logros otorgaban credibilidad al objetivo de alcanzar 5.000 MW de ciclos combinados de gas en México.

En el terreno de la distribución, el principal indicador de calidad del suministro eléctrico conocido, definido como Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada —TIEPI—, que refleja la disponibilidad de la red, también mejoró un 16% en el 2002, hasta 2,07 horas/año, lo que representaba una disponibilidad del 99,98% del tiempo. Ello confirmaba que las comunidades autónomas con presencia de Iberdrola fueron las que disfrutaron de mejor calidad del suministro.

Del mismo modo Iberdrola superó en el año 2002 los objetivos fijados en el plan de desinversiones de activos no estratégicos. La venta de estos activos contribuyó a centrar la estrategia de la compañía ya que, por una parte, permitió aportar fondos para ejecutar el ambicioso plan de inversiones y, por otra, redujo el nivel de endeudamiento de la sociedad. Durante el año 2002 el importe de desinversiones ascendió a más de 2.000 millones de euros repartidos entre activos de transporte (806 millones de euros), negocios de agua —Ondagua y Pridesa— (128 millones de euros), inmuebles corporativos (179 millones de euros), participaciones en distribución de gas en Brasil y Colombia (156 millones de euros), participación en Telefónica (192 millones de euros) y otras diversas que alcanzaron casi 600 millones de euros.

Entre las desinversiones citadas cabe destacar tres. En primer lugar, la venta de los activos de transporte a Infraestructuras de Alta Tensión (Inalta). El proceso duró doce meses y su importe permitió generar unas plusvalías de 485 millones de euros. La transacción resultó ciertamente innovadora en el sector, puesto que el comprador fue un fondo de capital riesgo cuya capacidad de endeudamiento permitía ofrecer un precio atractivo, mientras que la operación, el mantenimiento y la asistencia técnica quedaron bajo responsabilidad de Iberdrola durante un plazo mínimo de tres años y máximo de treinta y cinco, para garantizar el óptimo funcionamiento de la red. Esta estrategia fue posteriormente imitada cuando el resto de compañías vendieron sus activos a Red Eléctrica de España (REE).

Una segunda venta de activos afectó a los negocios de agua —Ondagua y Pridesa— que fueron adquiridos por la filial de la compañía alemana RWE, Thames Water. En este caso la desinversión venía a significar que Iberdrola optaba por su especialización en electricidad y gas como pilares básicos de su Plan Estratégico.

La venta de activos afectó, en tercer lugar, a los inmuebles corporativos, incluida la sede histórica de Madrid, en la calle Hermosilla. A pesar de su inmejorable ubicación,

el crecimiento de la sociedad había provocado la dispersión de los empleados en diversas oficinas de la capital. Resultaba imprescindible encontrar un edificio de mayor tamaño que facilitara la eficacia derivada de la unificación en una misma sede y que proporcionara, además, una distribución de espacios capaz de fomentar la comunicación y mejorar las infraestructuras de telecomunicaciones. Por ello comenzó la búsqueda de un nuevo edificio corporativo para Iberdrola que finalmente se encontró en la zona del Campo de las Naciones (calle Tomás Redondo). Su construcción terminó en el verano de 2003 y ya en septiembre comenzó el traslado del personal, siendo actualmente un centro de trabajo que alberga a más de mil cien empleados.

El éxito de la presencia de Iberdrola en el mercado energético liberalizado constituyó en 2002 otra importante faceta de la actividad de la empresa. La capacidad y la eficiencia de la sociedad quedaron demostradas al terminar el año como primera empresa en el mercado liberalizado eléctrico, con una cuota de mercado del 38,3% y con una cuota del 7,3% en el mercado liberalizado de gas natural, en el que apenas llevaba un año operando.

Para otorgar el peso debido al proceso de liberalización total, Iberdrola efectuó una renovación en su imagen de marca que refleja sus opciones estratégicas y llevó a cabo un plan de comunicación en todos los medios nacionales, acorde con los objetivos comerciales de extender su actividad a todas las comunidades autónomas. En el nuevo logotipo de Iberdrola, dos de los tres elementos representan las principales fuentes de energía utilizadas por la sociedad: naranja (fuego y gas) y azul (agua y aire). El elemento restante, el verde, representa el respeto al medio ambiente y es, al mismo tiempo, el resultado de la fusión de los dos primeros elementos. La campaña de comunicación de la nueva imagen corporativa se desarrolló con notable éxito y ayudó a la marca Iberdrola a convertirse en la más conocida y mejor valorada del sector eléctrico español.



Un último aspecto de vital importancia para asegurarse el éxito en un entorno competitivo es la eficiencia operativa, que constituye, además, uno de los pilares básicos del Plan Estratégico. A final de 2002 las mejoras de eficiencia se tradujeron en una reducción del 22% de los gastos operativos netos con respecto al nivel de gasto previsto al inicio del plan.

El Ejercicio 2003 fue el segundo completo del Plan Estratégico 2002-2006 y confirmó el cumplimiento de los objetivos establecidos. Este año será, sin duda, recordado por la oferta pública de adquisición (OPA) formulada por Gas Natural sobre la totalidad del capital de Iberdrola. La operación, no deseada y rechazada por el Consejo de Administración, fue reflejo del atractivo que la sociedad despierta en el sector energético. El Consejo puso de manifiesto ante la Comisión del Mercado de Valores (CNMV) que consideraba la OPA desfavorable para los intereses de los accionistas, por entender que destruía valor y que no reflejaba el verdadero valor de la compañía. Durante el proceso de OPA se estableció un comité diario de seguimiento que planificó las actuaciones de análisis y recomendación respecto a la oferta. Esta operación no influyó en el día a día operativo de la sociedad y ninguno de los objetivos básicos del Plan Estratégico se vio afectado por ella. En resolución de fecha 30 de abril de 2003 la Comisión Nacional de Energía (CNE) denegó su autorización a la OPA.

En el terreno de la generación, la puesta en funcionamiento de 2.479 MW de potencia permitió aumentar más de un 12% la capacidad instalada respecto a diciembre de 2002 y más de un 30% desde el inicio del Plan Estratégico. De la nueva capacidad, más de un 90% correspondía a ciclos combinados de gas y a energías renovables, confirmando la apuesta de la compañía por las fuentes energéticas más limpias y eficientes. Iberdrola puso en funcionamiento 400 MW a través de ciclos combinados atribuibles en España, mediante sus participaciones en la central de 800 MW BBE (Bahía Bizkaia Electricidad) y en la central de 400 MW en Tarragona. La aportación de estas centrales permitió que Iberdrola contara a finales del año con 1.600 MW operativos de ciclos combinados en España, cifra equivalente a un 40% del objetivo fijado para 2005, cifrado en 4.000 MW.

En cuanto a las energías renovables, el año 2003 fue para Iberdrola un ejercicio de confirmación de su primacía mundial en este sentido. La sociedad terminó el año con 2.257 MW, lo que supuso un incremento del 60% respecto a la misma cifra del año anterior y le permitió extender su presencia geográfica en España a doce comunidades autónomas.

Dos importantes operaciones, que ya se han mencionado, se cerraron también con éxito en el año 2003. Por una parte, la pactada en noviembre de 2002 con los accionistas de la Empresa Hidroeléctrica de Navarra (EHN) para la segregación y reparto de activos de la citada sociedad y, por otra, la operación de compra a Gamesa del paquete de cerca de 1.000 MW eólicos. Con estas transacciones terminó el proceso de reestructuración de la sociedad en lo que respecta a su participación en energías renovables: se redujo el número de sociedades en las que estaba presente, se organizaron por comunidades autónomas y en su mayoría fueron unificadas bajo la dependencia de una única sociedad: Ibernova. El nivel de control operativo también aumentó de forma significativa al

eliminarse prácticamente la diferencia entre megavatios totales (la suma del total de los megavatios de las sociedades con participación de Iberdrola) y megavatios atribuibles (la suma del total de los megavatios de las sociedades con participación de Iberdrola ponderadas por la participación accionarial).

En el año 2003 Iberdrola se consolidó como la primera empresa de generación eléctrica en México superando los 2.200 MW de potencia operativa. Esta capacidad se logró gracias a la entrada en funcionamiento de más de 1.000 MW correspondientes a las centrales de Altamira III y IV y a la adjudicación del mayor proyecto licitado hasta la fecha en México, la central Altamira V, que prevé para el año 2006 una producción de 1.121 MW.

La actividad de distribución mantuvo en 2003 un ritmo de aumento de puntos de suministro anuales superior a 200.000, alcanzando más de 9,4 millones de puntos de suministro en España y manteniendo un elevado nivel de calidad (2,17 horas/año de TIEPI), en línea con lo sucedido el año anterior y a pesar de las adversas condiciones meteorológicas del primer trimestre del año.

En lo que respecta a la comercialización, Iberdrola se mantuvo como primera empresa del mercado eléctrico, fruto tanto de la calidad del servicio y de la eficaz atención al cliente como de la continua capacidad de innovación en sus productos. Basta recordar la comercialización, en 2003, de energía verde (100% de fuentes renovables) o el lanzamiento del servicio de Internet a través de la red eléctrica, con el que se adelantó al resto de las empresas eléctricas.

En el mercado de gas continuó el elevado ritmo de crecimiento al duplicar la cuota en un año, del 4% al 8,2%, incluyendo el gas para clientes y el de consumo propio.

También continuó en 2003 el plan de desinversiones, que cumplió en este ejercicio el objetivo fijado de 3.000 millones de euros para el total del período 2002-2006. En concreto se lograron ingresos de casi 1.000 millones de euros, por las ventas de activos entre los que destacan los siguientes:

- Venta de un 7% de Red Eléctrica de España (REE): Importe de 102 millones de euros y plusvalías de 51 millones de euros.
- Venta de la participación en Repsol-YPF: Importe de 571 millones y plusvalías de 59 millones de euros.
- Venta por Corporación IBV (50% Iberdrola) de un 6% del capital de Gamesa: Importe 45 millones de euros y plusvalía de 30 millones de euros.
- Ventas de diversos activos inmobiliarios: 110 millones de euros.

Durante el año 2003 Iberdrola demostró una vez más su capacidad de innovación en operaciones financieras al promover la cesión de los derechos de cobro generados por el déficit de ingresos regulados correspondientes al período 2000-2002. Esta iniciativa fue

secundada por otras compañías del sector, de modo que se efectuó una sola operación, por un importe de 1.522 millones de euros y, tras la pertinente autorización por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de la Energía (CNE), Iberdrola ingresó más de 471 millones de euros.

No debe concluir este breve repaso del ejercicio sin recordar que se puso en marcha el Plan de Adecuación de Plantilla para permitir el aumento de la eficiencia operativa, aunque, de hecho, se había logrado ya una significativa mejora respecto al año 2002. En efecto, el ratio gasto operativo neto/margen bruto en el Ejercicio 2003 fue del 27,8% frente al 29% de 2002. Ese 27,8% suponía además una rebaja de más de un punto sobre la previsión inicial que estimaba alcanzar el 30,2%.

2.3 EVOLUCIÓN EN 2004

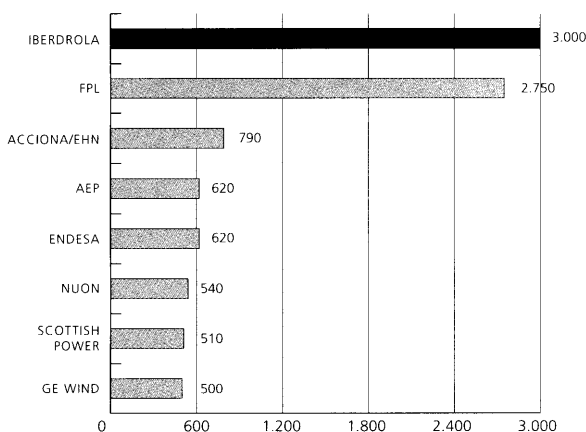
En el año 2004 comenzaron a mostrarse los resultados del esfuerzo inversor realizado en la primera parte del Plan Estratégico: un 86% de la inversión prevista hasta 2006 se había efectuado en el 60% del tiempo, es decir, en los tres primeros años de su vigencia. Esto permitió lograr los máximos históricos de cotización durante el Ejercicio 2004, superar los 1.200 millones de euros de beneficio anual y abonar el dividendo más alto de la historia de la sociedad. La acertada estrategia de la empresa y el esfuerzo del arduo trabajo en equipo fue reconocido en la persona de su vicepresidente y consejero delegado al que se otorgó el galardón de Mejor Consejero Delegado en Relaciones con Inversores de las empresas del EuroStoxx 50.

La apuesta del Plan Estratégico por las centrales de ciclo combinado de gas y por las energías renovables, imprescindibles para cumplir Kyoto y la Directiva Europea de Derechos de Emisión, quedó reflejada en los planteamientos del Plan Nacional de Asignaciones aprobado por el Gobierno en enero de 2005, que representó un nuevo respaldo externo a la estrategia diseñada por Iberdrola.

En la actividad de generación, la potencia instalada total a fines de 2004 alcanzaba ya los 25.237 MW y superaba en más de un 50% a la capacidad instalada al iniciarse el Plan Estratégico. El crecimiento se mantuvo, en todo momento, centrado en los ciclos combinados de gas y en las energías renovables.

Iberdrola se convirtió, además, en el mayor promotor de centrales de ciclo combinado en España. Buena muestra de ello fueron los 1.200 MW que entraron en funcionamiento en la central de Santurce (400 MW) y en los Grupos I y II de la planta de Arcos de la Frontera (Cádiz, 800 MW). La actividad gasista vivió un crecimiento paralelo tanto para el suministro de ciclos combinados como para la venta en el mercado liberalizado: en el año 2004 se recibió en Bilbao el cargamento número 100 de gas natural licuado (GNL).

GRÁFICO 5 Capacidad eólica de compañías en el mundo (MW)



Fuente Iberdrola.

Respecto a las energías renovables, el Gobierno español aprobó en el mes de marzo el Real Decreto 436/2004 que estableció un nuevo régimen jurídico y económico para la producción de electricidad en Régimen Especial, aportando indudable estabilidad regulatoria para las inversiones en renovables. Iberdrola terminó el Ejercicio 2004 con más de 3.200 MW de potencia operativa en energías renovables, es decir, multiplicó por seis la potencia instalada desde el inicio del plan y, sólo en 2004, la aumentó un 40% respecto al año anterior. Sólo Alemania, que contaba en la misma fecha con 16.629 MW, y los Estados Unidos, muy por encima de estas cifras, sobrepasaban a nuestro país, que con sus 6.720 MW instalados se convertía en el tercer mercado mundial.

La relevancia de Iberdrola entre los productores mundiales de energía eólica se pone de manifiesto en el gráfico 5 que compara la capacidad eólica de las principales compañías en función del número de megavatios en operación.

El crecimiento de Iberdrola en la producción de energías renovables no se ha limitado a España. Su actividad se ha extendido a otros países europeos mediante adquisiciones en Portugal y Grecia y promociones en curso en Francia e Italia, así como en Latinoamérica.

Muestra de la importancia estratégica que el mercado portugués tiene para Iberdrola, en el que ya participa a través de EDP y Galp, fue la constitución de Iberdrola Portugal. Adicionalmente, y en línea con la apuesta estratégica por este mercado, Iberdrola inició sus actividades en la producción eólica al adquirir a Gamesa, en el mes de abril de 2004, el parque de Catefica (Lisboa, 18 MW) y acordar con la misma empresa la compra de otros 250 MW eólicos que empezarán a funcionar antes de 2007. También en el año 2004 se constituyó una sociedad (Aeolia) junto con socios locales, Alberto Mezquita y Visabeira, cuyo propósito es la promoción de energías renovables en Portugal.

En Grecia, Iberdrola se convirtió en socio estratégico del principal promotor privado (Rokas S.A.) que cuenta con casi 200 MW operativos y con un plan de negocio que tiene el objetivo de superar los 600 MW en los próximos años. El mercado eólico griego destaca por la abundancia de viento y las elevadas tarifas.

Otros aspectos destacables de 2004 fueron la calidad de servicio de la red de distribución, la comercialización de electricidad y la eficiencia operativa. Respecto al primero, en el año 2004 se redujo el TIEPI hasta 1,87 horas, tras haberse roto por vez primera la barrera de las dos horas. Esta reducción supuso una mejora del nivel de interrupciones de un 14% respecto a 2003 y de un 25% respecto a la cifra del año 2000.

En cuanto a la comercialización de electricidad en España, nuestra compañía terminó con más de 520.000 clientes en el mercado liberalizado en el año 2004.

Por último, la eficiencia operativa mantuvo su senda de mejoría al continuar el descenso del gasto operativo neto/margen bruto situándose en el 27,1% frente al 27,8% del año anterior, y muy por debajo del 32,6% del año 2000.

2.4 EVOLUCIÓN EN 2005

El año 2005 ha significado la consolidación definitiva del Plan Estratégico, habiéndose alcanzado en dicho ejercicio un número significativo de los objetivos previstos para 2006, adelantando un año el cumplimiento del Plan Estratégico.

Así, en el negocio de generación en España se alcanzó el objetivo fijado en el Plan Estratégico 2002-2006 de 4.000 MW de capacidad instalada en ciclos combinados de gas con la entrada en operación de las centrales de Aceca (400 MW) y Arcos III (800 MW). En este sentido, las centrales de ciclo combinado siguieron incrementando su aportación en términos de producción, que alcanzó 13.820 GWh en 2005, el 60,4% más que en 2004. De esta forma, esta tecnología ha alcanzado un peso del 25% en el *mix* de producción en el Régimen Ordinario de Iberdrola en España.

También el Ejercicio 2005 resultó clave para el negocio de energías renovables. Por un lado, el Gobierno español revisó al alza el objetivo de capacidad instalada del Plan Nacional de Energías Renovables hasta 20.000 MW en 2010, lo que supuso un claro respaldo a la estrategia emprendida por Iberdrola. Por su parte, el negocio de renovables de Iberdrola también consiguió alcanzar con un año de antelación el objetivo fijado en el Plan Estratégico para 2006, al concluir el año con una cifra de 3.810 MW de energías renovables en funcionamiento.

De esta cifra, 3.494 MW correspondieron a parques eólicos —236 MW fuera de España— y 316 MW a centrales minihidráulicas. El parque de generación renovable de Iberdrola está presente al final de 2005 en doce comunidades españolas (Castilla-La Mancha, Galicia, Castilla y León, La Rioja, Aragón, Comunidad Valenciana, País Vasco, Navarra, Murcia, Cantabria, Extremadura y Madrid) y en cuatro países más: Grecia, Portugal, Francia y Brasil.

Como consecuencia de estas acciones, Iberdrola ha mantenido un año más su posición de líder mundial en el sector de la energía eólica. Entre los hechos más relevantes a nivel internacional cabe destacar que se ha culminado el acuerdo firmado en 2004 con el Grupo Rokas, el mayor productor de energía eólica de Grecia, al alcanzar el 49,9% de su capital. Se logró así cerrar con adelanto esta compra, inicialmente prevista para 2009, gracias a las buenas relaciones con los socios griegos.

Asimismo, Iberdrola firmó a lo largo del ejercicio numerosos acuerdos, como el suscrito con Gamesa para adquirir un total de 700 MW en parques eólicos en España e Italia o la compra de Naturener Eólica, que cuenta con 280 MW de potencia en avanzado estado de desarrollo en las comunidades de Castilla-La Mancha, Andalucía y Castilla y León.

Por el lado del negocio de distribución, Iberdrola ha cerrado 2005 con la mejor calidad de suministro de toda su historia, tras situar el TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente a la Potencia Instalada) en 1,68 horas, una cifra un 10% inferior a las 1,88 horas registradas en 2004 y más de un 33% inferior a las 2,52 horas del año 2000.

Estos niveles récord de calidad se han conseguido en un ejercicio en el que se han batido cuatro máximos de consumo: tres en invierno (11, 12 y 13 de enero) y otro el 22 de junio, cuando se superaron los máximos de demanda de energía eléctrica en verano.

La mejora de la calidad de suministro de Iberdrola ha sido posible gracias a la nueva capacidad de generación instalada durante el ejercicio (1.200 MW en centrales de ciclo combinado y 604 MW de renovables), a la puesta en marcha de infraestructuras de distribución adicionales y a la labor de mantenimiento y renovación de las ya existentes. En la comercialización de electricidad en España, Iberdrola terminó el año 2005 con más de 900.000 clientes en el mercado liberalizado.

En cuanto al creciente negocio de gas natural, Iberdrola ha aportado al sistema gasista español en 2005 el 14% de todo el gas natural consumido en España durante el ejercicio. Iberdrola ha importado 4,6 bcm de gas, 50% más que en el ejercicio anterior (3,1 bcm), mientras que el consumo total estimado por Enagás ha ascendido a 32,3 bcm.

Así, Iberdrola recibió a lo largo del año 136 cargamentos de gas natural licuado (GNL) en buques metaneros que han descargado en todas las plantas regasificadoras actualmente operativas en España: Barcelona, Bilbao, Cartagena y Huelva.

El gas aportado por Iberdrola proviene de diversos países, que conforman una cesta segura y flexible de aprovisionamientos: el 41% es GNL de Argelia (lejos del 60% que establece la ley como límite máximo para la importación de un solo país), el 34% de Nigeria, el 13% de Egipto, el 7% de Omán, el 3% de Qatar, y el 2% de Trinidad y Tobago.

Cabe destacar, por otro lado, la firma de un importante acuerdo de cooperación estratégica entre Iberdrola y la empresa estatal gasista argelina Sonatrach que abre la puerta a futuras inversiones en reservas, exploración y producción de gas natural (*upstream*), así como a proyectos de licuefacción y transporte marítimo (*midstream*).

TABLA 1 Evolución de la capacidad instalada (MW)

| | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | PLAN 2006 |
|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|
| Ciclos combinados de gas España | – | 1.200 | 1.600 | 2.800 | 4.000 | 4.000 |
| Ciclos combinados de gas México | – | 1.157 | 2.193 | 2.193 | 2.693 | 5.000 |
| Renovables | 1.070 | 1.400 | 2.257 | 3.206 | 3.810 | 3.834 |

Fuente Iberdrola.

Finalmente, resaltaremos que en 2005, Iberdrola ha comenzado a suministrar a clientes franceses el gas natural que se adjudicó en una subasta organizada por la Comisión Reguladora de Energía gala para avanzar en la liberalización de este mercado.

2.5 PERSPECTIVAS DE FUTURO

Iberdrola espera poder continuar en el futuro inmediato por la senda de crecimiento que se ha vivido en los últimos años y así culminar los objetivos trazados en el Plan Estratégico 2002-2006. El grado de cumplimiento alcanzado hasta el presente es, sin duda, el mejor valedor de cualquier expectativa. Como se observa en la tabla 1, la evolución anual de los principales indicadores operativos en relación con los principales objetivos del plan actúan como un seguro garante de éxito.

Como se comentó anteriormente, en el año 2005 se alcanzó una capacidad instalada de 4.000 MW en ciclos combinados de gas, adelantándose de este modo el objetivo inicial de ciclos combinados en España. Como nuevo objetivo de la compañía está prevista la entrada en funcionamiento en 2006, de Escombreras (800 MW) y en 2007 de Castellón B (800 MW), lo que elevaría la capacidad total en ciclos combinados de gas a 5.600 MW en dicho año.

Respecto al negocio eólico, una vez cumplido el objetivo fijado por el Plan Estratégico 2002-2006, Iberdrola contempla la instalación de 1.000 MW internacionales en el año 2008.

En México, la central de Tamazunchale (1.135 MW), que entrará en funcionamiento en 2007, junto a las centrales operativas (Enertek, Monterrey, Altamira IV y La Laguna) y en construcción (Altamira V, de 1.121 MW), permitirá cubrir el objetivo de 5.000 MW.

TABLA 2 Evolución de las principales magnitudes financieras de Iberdrola

| MILLONES DE EUROS | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | PLAN 2006 |
|-----------------------------|-------|-------|-------|--------|--------|-----------|
| Inversiones Acumuladas Plan | — | 2.650 | 7.600 | 10.000 | 12.200 | 12.000 |
| Beneficio Neto | 906 | 963 | 1.060 | 1.211 | 1.382 | 1.600 |
| Endeudamiento | 57,5% | 57,1% | 55,8% | 54,8% | 53,8% | 50% |

Fuente Iberdrola.

2.6 EVOLUCIÓN FINANCIERA Y BURSÁTIL

La capitalización bursátil de Iberdrola a finales de 2005 ha superado los 20.800 millones de euros, la mayor en toda la historia de la compañía y supone una creación de valor de casi 9.000 millones de euros desde el inicio del plan. Estos datos son prueba evidente de la reacción del mercado a la capacidad de superar las metas previstas en el Plan Estratégico y la credibilidad del equipo directivo de la compañía.

Desde el punto de vista financiero, el Plan Estratégico 2002-2006 pretende duplicar el tamaño y los objetivos de la compañía hasta alcanzar los 1.600 millones de euros en 2006, con una inversión total de 12.000 millones de euros, un ratio de endeudamiento por debajo del 50%, y el compromiso de mantener un crecimiento del dividendo en línea con el del beneficio neto.

A final del Ejercicio 2005 el beneficio neto ascendió a 1.382 millones de euros, las inversiones acumuladas desde 2001 superaron los 10.000 millones de euros y el endeudamiento se había reducido al 53,8% a pesar de haber adelantado el plan de inversiones.

Esta óptima evolución financiera permite atractivas rentabilidades para los accionistas desde una doble perspectiva: la revalorización de sus acciones y la retribución creciente vía dividendos. En este último sentido cabe destacar que en el año 2003 se aprobó una política de dividendos por la que su aumento sería en línea con el beneficio neto y con un margen mínimo de un 5%. A final de 2005 el dividendo anual se había incrementado ya un 65,4% frente al nivel al inicio del Plan Estratégico.

El mejor resumen a lo expuesto en este capítulo se sintetiza en la tabla 2, que muestra la evolución de las principales magnitudes financieras de Iberdrola en los últimos años.

Desde el punto de vista bursátil, sólo cabe añadir que, desde el tercer trimestre de 2003, Iberdrola forma parte del índice de las principales compañías europeas (Euro-Stoxx 50). El valor de mercado de la sociedad ha aumentado de forma sostenida desde la aprobación del plan y actualmente se encuentra en niveles máximos históricos.

3 CONSIDERACIONES FINALES

En definitiva, si se considera el período transcurrido desde el 1 de enero de 1992 hasta el cierre del Ejercicio 2005, resulta que sin haber realizado aportaciones de capital los accionistas de Iberdrola han visto cómo:

- la cifra de negocio se ha incrementado un 163%,
- el beneficio neto ha aumentado un 225%,
- el total de dividendos distribuidos en el período ha alcanzado la cifra de 6.650 millones de euros,
- el dividendo por acción se ha multiplicado en el período por más de 2,4 veces al mismo tiempo que el *pay-out* se ha reducido del 71,4% al 57,1%
- A la vez, la compañía, además de incrementar sustancialmente su retribución a los accionistas, ha llevado a cabo un ambicioso programa de inversiones, con una inversión acumulada en el período de más de 22.000 millones de euros.
- Y todo ello reduciendo el apalancamiento desde el 60,7% en 1991 hasta el 53,8% en 2005, una vez eliminado el efecto derivado de la financiación del déficit de tarifa, debido a su carácter temporal.
- Finalmente la productividad, medida en términos de ventas por empleado, se ha multiplicado por 3,6 en el período.

Como resultado de todos estos factores, la capitalización de Iberdrola al cierre del Ejercicio 2005 es de más de 20.800 millones de euros, habiendo multiplicado dicha capitalización por seis respecto al 1 de enero de 1992.

EPÍLOGO

MIRAR AL FUTURO

José Ignacio Sánchez Galán

VICEPRESIDENTE Y CONSEJERO DELEGADO DE IBERDROLA

Iberdrola es hoy una joven y moderna empresa de más de cien años de vida. Capaces de mirar al pasado y de asumir el presente, los hombres y mujeres que trabajamos en esta compañía hemos conseguido impulsar en los últimos años un Plan Estratégico (2002-2006) que nos ha situado en una envidiable posición para encarar el futuro con confianza.

Ha sido ese Plan Estratégico el que nos ha permitido renovar nuestro viejo compromiso con la creación de valor, la calidad de vida, la transparencia y el cuidado del medio ambiente, singular «hoja de servicios» reconocida por la mayor parte de los clientes, la comunidad económica y financiera y la sociedad en su conjunto.

Ha sido ese Plan Estratégico el que ha actualizado los valores permanentes de Iberdrola, enraizados desde sus orígenes en la cultura corporativa de la compañía: el compromiso con el desarrollo económico de nuestro país, tras invertir más de 12.000 millones de euros en los cinco últimos años; el salto dado para reafirmarnos como una de las empresas más punteras en el desarrollo de las energías limpias; y el convencimiento de hermanar la ética y responsabilidad corporativa con los resultados económicos y la confianza.

Ha sido ese Plan Estratégico el que nos ha animado día a día al cumplimiento de los objetivos de crecimiento y rentabilidad que, sin duda, garantizan el éxito de nuestro proyecto empresarial y la satisfacción de las demandas y expectativas de todos los colectivos implicados en el presente y el futuro de Iberdrola.

Ha sido ese Plan Estratégico el que ha guiado nuestra actuación de acuerdo con las mejores prácticas de Gobierno Corporativo, con los principios de la ética empresarial y con la transparencia en todos los ámbitos de referencia de la compañía. El comportamiento de todos cuantos formamos parte de este grupo empresarial ha sido y será una pauta de actuación irrenunciable que configura uno de los rasgos más sólidos de la personalidad de Iberdrola.

El esfuerzo del Plan Estratégico ha merecido la pena. En cinco años hemos conseguido consolidarnos como una de las multinacionales de renombre de la nueva Europa del euro, que ha reconocido a Iberdrola como una empresa llena de personas ilusionadas con sólidos valores centenarios.

Parece que fue ayer cuando en una de tantas presentaciones de la compañía, ofrecíamos a analistas, inversores y periodistas de medio mundo la visión de lo que queríamos que fuese Iberdrola en el plazo de un lustro. Eran días difíciles. Poco antes del 26 de septiembre de 2001, fecha de la presentación del Plan Estratégico, el mundo entero había quedado conmocionado por los trágicos sucesos del 11-S. Las circunstancias políticas y económicas no eran las mejores. Y, además, el sector energético internacional y español vivía bajo la sombra de la incertidumbre de enormes nubarrones.

El entorno eléctrico aparecía dominado fuera de nuestras fronteras por las modas de la diversificación de negocios y geográfica. Y el español había caído en el peor de los círculos viciosos: no se invertía porque no había garantías de retribución; y se criticaba a las eléctricas porque los apagones empezaban a ser el pan nuestro de cada día. A ello se sumaban los diferentes intentos de operaciones corporativas que se habían visto frustrados.

Iberdrola tenía, sin embargo, una salud excelente, fortalecida en buena parte en la magnífica calidad de sus activos y el alto nivel de sus gestores y la cualificación de su personal. Pero en esa actualización en el entorno de hoy, era preciso centrar el foco en lo que mejor sabemos hacer: generar, distribuir y vender energía. El equipo de Iberdrola, que me enorgullece encabezar, lo vio claro desde el principio. Al fin y al cabo no era sino volver a los orígenes.

El proyecto consistía en orientar a Iberdrola hacia el negocio eléctrico, usando los recursos que teníamos en otras actividades. La apuesta fue concentrar los esfuerzos en nuestro país. Iberdrola se aventuró en un plan de construcción de infraestructuras energéticas que le ha llevado a convertirse en la mayor compañía productora mediante la tecnología de ciclos combinados de gas y en líder eólico mundial. La realidad hoy de las tecnologías de gas y renovables es la continuidad de los esfuerzos realizados en el pasado, que llevaron a Iberdrola a ser pionera en la construcción de grandes obras hidráulicas o a liderar el desarrollo de un ejemplar programa nuclear, fundamental todavía en nuestros días para la seguridad del suministro eléctrico.

Sin duda, la meta final de duplicar el tamaño y los resultados de Iberdrola entre 2002 y 2006 está ya al alcance de la mano. A cierre del pasado ejercicio hemos cumplido todos los objetivos que nos fijamos en el Plan Estratégico para el negocio de generación. Nos hemos convertido en uno de los principales operadores mundiales en el sector de las energías renovables. Este hito es especialmente relevante en un momento en el que España ha decidido revisar al alza el objetivo de capacidad instalada renovable y en el que los países más desarrollados, abrumados por la incesante escalada de los precios de las materias primas (petróleo, gas y carbón), han vuelto a fijar sus miradas en las bondades de este tipo de energía no contaminante, autóctona e inagotable.

Estamos empezando a recoger los frutos que sembramos al presentar dicho Plan Estratégico. El salto dado por la capitalización bursátil en estos años, al pasar de más de 12.000 millones de euros en 2001 a los casi 24.000 millones de euros de hoy, anticipa buenas cosechas futuras. Estas cifras suponen un reconocimiento evidente de los mercados a la capacidad demostrada por esta empresa y sus profesionales a lo largo de los años de superar las metas previstas y ponen de manifiesto la enorme credibilidad ganada en estos años.

En definitiva, en Iberdrola hemos logrado plantar unos sólidos pilares que sin duda nos aseguran un magnífico porvenir. No en vano, uno de nuestros últimos reconocimientos internacionales, al *Inversor Energético del Año 2005*, destacaba de Iberdrola que «no sólo ha visto más allá de lo que todo el mundo ve, sino que ha demostrado el coraje necesario para invertir con el objeto de materializar esa visión».

Nuestra compañía tiene un brillante futuro por delante. Ha sabido adelantarse a sus competidores europeos en el desarrollo de las nuevas energías y en la implantación de las prácticas socialmente más responsables. Y, además, cuenta con un

equipo joven y a la vez experto, destinado a desempeñar un papel trascendental en la nueva configuración del sector energético.

Los nuevos retos que aparecen en nuestro horizonte van ligados al protagonismo que la compañía deberá asumir como una de las multinacionales del euro, una empresa consolidadora de la Europa de la energía y capaz de competir de tú a tú con las mejores de su sector en un mercado global.

La apuesta de Iberdrola por las nuevas energías debe convertirnos en el modelo de compañía energética del siglo XXI. Diecisiete mil personas trabajan en el entorno de Iberdrola para que el firme compromiso con el desarrollo sostenible y el respeto por nuestro entorno sea percibido y reconocido como un valor que la distingue e identifica como empresa. Un rasgo que ha definido desde siempre la personalidad de Iberdrola en su afán por anticipar tendencias y tecnologías. Las epopeyas del pasado deben tener su continuidad en el futuro. Primero fueron las obras hidráulicas. Después las centrales térmicas. Más tarde los improbables esfuerzos en la instalación de un parque nuclear seguro y fiable. Y, en los últimos años, hemos liderado la construcción de centrales de ciclo combinado de gas, adelantándonos a todos en el desarrollo de las energías renovables, y siempre en paralelo construyendo las líneas y subestaciones necesarias para llevar esta energía con una calidad excelente a los ciudadanos.

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

| | |
|------------|---|
| PÁGINA 16 | Presa de Sobrón en el río Ebro |
| PÁGINA 52 | Central de Millares en el río Júcar |
| PÁGINA 96 | Canal con aliviadero de la presa del Molinar en el río Júcar |
| PÁGINA 130 | Presa del Molinar en el río Júcar |
| PÁGINA 192 | Presa de Batanejo en el río Guadazaón |
| PÁGINA 278 | Vista aérea del salto de Ricobayo en el río Duero |
| PÁGINA 324 | Presa de Batanejo en el río Guadazaón |
| PÁGINA 348 | Terminación de los trabajos de coronación y construcción de la contrapresa y central de Valdecañas en el río Tajo |
| PÁGINA 382 | Inicio de los primeros trabajos de la presa de Aldeadávila en la margen izquierda del cañón del río Duero |
| PÁGINA 420 | Trabajos de encofrado durante la construcción de la presa de Torrejón en la confluencia de los ríos Tajo y Tiétar |
| PÁGINA 462 | Estructura de la bóveda de Almendra en el río Tormes |
| PÁGINA 496 | Presa de Aldeadávila y el cañón del Duero |
| PÁGINA 576 | Central nuclear de Almaraz (Cáceres) |
| PÁGINA 662 | Parque eólico de Meda (Orense) |
| PÁGINA 696 | Central nuclear de Cofrentes (Valencia) |
| PÁGINA 732 | Central termoeléctrica de Santurce (Vizcaya) |

Este libro
se terminó de imprimir el 2 de febrero de 2006,
festividad de la Virgen de la Candelaria,
en el año en que se conmemora el decimoquinto aniversario
de la fundación de Iberdrola.

La producción de este libro
ha corrido a cargo de Ediciones El Viso,
a quien esta Sociedad quiere agradecer expresamente
su apoyo y colaboración.

COORDINACIÓN EDITORIAL Rufino Díaz, M.^a Fernanda Morenés, Lucía Varela DISEÑO Subiela
FOTOCOMPOSICIÓN Y FOTOMECAÁNICA Lucam IMPRESIÓN Brizzolis ENCUADERNACIÓN Ramos

ISBN: 84-933107-8-6 Dep. Legal: M-15247-2006

© de la edición: Iberdrola, 2006 © de los textos: sus autores © de las ilustraciones: sus autores

